



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Secretaria de Petróleo, Gás Natural
e Combustíveis Renováveis

Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis

Grupo de Trabalho
MME/ANP/EPE/Petrobras
Brasília
Dezembro de 2015



Grupo de Trabalho / SINEC

Coordenação:



Ministério de Minas e Energia

Cláudio Akio Ishihara
Ricardo Gusmão Dornelles
Luiz Carlos Lisboa Theodoro
Marlon Arraes Jardim Leal
Deivson Matos Timbó
Edie Andreeto Júnior
Leila Przytyk

Participantes:



Agência Nacional do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Alexandre Camacho Rodrigues
Jader Pires Vieira de Souza
José Carlos Tigre
Diogo Valério



Empresa de Pesquisa Energética

Marcelo Castello Branco Cavalcanti
Marisa Maia de Barros
Rafael Moro da Mata



Petróleo Brasileiro S.A.

Arlindo Moreira Filho
Carlos Felipe Guimarães Lodi
Daniella Dalla Maestri
Fernanda Cabral Santos
Marcelo Cortês Fernandes
Thomas de Campos Tsuchida

APRESENTAÇÃO

Em 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) coordenou a elaboração dos estudos acerca de “Reserva Estratégica” e “Estoques de Operação”, referentes ao exercício deste ano, compreendidos no Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (SINEC), conforme estabelece a Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, e o Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991.

O SINEC tem por finalidade assegurar a normalidade do abastecimento nacional de petróleo, de seus combustíveis derivados, de etanol destinado para fins carburantes e de outros combustíveis líquidos carburantes.

A Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014, criou o Grupo de Trabalho (GT), por prazo indeterminado, com o objetivo de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar anualmente o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) sobre o adequado funcionamento do SINEC, a necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante, bem como de estoques de operação de combustíveis.

O GT SINEC é formado por representantes do MME, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

A finalidade deste documento é subsidiar o CNPE no cumprimento de sua obrigação legal de assegurar o adequado funcionamento do SINEC, e o Poder Executivo em sua tarefa de encaminhar ao Congresso Nacional, dentro de cada exercício financeiro, o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis para o exercício seguinte, integrando o projeto de lei de diretrizes orçamentárias.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	iii
LISTA DE GRÁFICOS	iii
LISTA DE QUADROS	iv
LISTA DE TABELAS	iv
Introdução	1
2 Base legal, definições e estudos precedentes	1
2.1 Base legal atual	1
2.2 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação	3
2.3 Definição de “reserva estratégica” e de “estoques de operação”	4
2.4 Matriz Energética.....	5
2.4.1 A importância do petróleo	6
2.5 Segurança Energética.....	8
2.5.1 Fundamentos da Gestão de Riscos Adotada.....	8
2.5.2 Os Componentes da Segurança Energética	13
2.5.3 Panorama atual e cenários para a indústria de P&G sob a ótica do mercado.....	13
2.5.4 Proteção da Cadeia de Abastecimento	18
2.6 Estudos precedentes	20
3 Reservas estratégicas.....	24
3.1 Petróleo	24
3.1.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de petróleo	24
3.1.1.1 Eventos críticos externos	24
3.1.1.2 Eventos críticos internos	28
3.1.2 Reserva estratégica de petróleo no mundo	31
3.1.2.1 Países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), da Agência Internacional de Energia (AIE) e União Europeia (UE)	31
3.1.2.2 Países dos BRICS (Rússia, Índia, China e África do Sul)	34
3.1.2.3 Comparação de políticas de reservas estratégicas conforme nível de dependência de petróleo	36
3.1.3 Cenário brasileiro	38
3.1.3.1 Contexto histórico e evolução da produção de petróleo no Brasil.....	38
3.1.3.2 Previsões de produção brasileira de petróleo 2015-2024.....	41
3.1.3.3 Investimentos em E&P no Brasil 2015-2024.....	44
3.1.3.4 Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro	45
3.1.3.5 Indicador de exportação líquida de petróleo	46
3.2 Etanol carburante	47
3.2.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de etanol	48
3.2.1.1 Eventos críticos externos	54
3.2.1.2 Eventos críticos internos	55
3.2.2 Cenário brasileiro	56
3.2.2.1 Produção, estoques e dependência externa de etanol.....	59
4 Análise da necessidade de reservas estratégicas no Brasil.....	62
4.1 Petróleo	62
4.1.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de petróleo	63
4.1.2 Análise Quantitativa dos Riscos: Modelagem econômica – Estudos em elaboração	65
4.1.2.1 Custos de Formação da Reserva Estratégica.....	66
4.1.2.2 Custos de Infraestrutura da Reserva Estratégica.....	67
4.1.2.3 Custos de Manutenção da Reserva Estratégica.....	67

4.1.2.4	Custo Total Relativo à Reserva Estratégica de Petróleo.....	68
4.1.2.5	Custo Total Relativo à Reserva Estratégica de Derivados.....	68
4.1.2.6	Considerações Finais Acerca dos Custos da Reserva Estratégica	69
4.2	Etanol.....	69
4.2.1	Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol ...	70
5	Estoques de Operação	73
5.1	Os estoques mínimos obrigatórios.....	74
5.2	Ações apontadas pelo GFL.....	75
5.3	O mercado nacional de óleo combustível.....	76
6	Infraestrutura Portuária para Importação	77
6.1	Descrição dos gargalos logísticos	77
6.2	Projeções de demanda do Plano Nacional de Logística Portuária.....	78
7	Conclusões e recomendações	81
	GLOSSÁRIO.....	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Processo de gestão de riscos	10
Figura 2 – Processo de avaliação de riscos.....	12
Figura 3 – Risco ambiental: legislação de licenciamento e fiscalização ambiental	14
Figura 4 – Risco econômico: segurança jurídica e contratual	14
Figura 5 – Riscos políticos: geopolítica	15
Figura 6 – Riscos políticos: segurança de ativos, ataques terroristas, intervenções de forças armadas e pirataria.....	15
Figura 7 – Risco econômico: presença do Estado	16
Figura 8 – Risco econômico: corrupção	16
Figura 9 – Risco regulatório	17
Figura 10 – Projeção de melhora da atratividade de investimentos do Brasil.....	17
Figura 11 – Os sete pontos críticos mais relevantes	18
Figura 12 – Estreito de Hormuz	19
Figura 13 – Estreito de Bósforo.....	19
Figura 14 – Composição da Agência Internacional de Energia	32
Figura 15 – Sistema de resposta a emergências da AIE	33
Figura 16 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos (RT e RC) e não descobertos (RND-E) segundo o PDE 2024.....	43
Figura 17 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil	56
Figura 18 – Riscos à disponibilidade de petróleo.....	63
Figura 19 – Capacidade atual e demanda projetada para 2042 por <i>cluster</i> portuário: granel líquido.....	80

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Participação na OIE por energético.....	6
Gráfico 2 – Dependência externa total de energia.....	7
Gráfico 3 – Dependência externa de petróleo e derivados	7
Gráfico 4 – Dependência externa energética versus percentual na oferta energética mundial ..	8
Gráfico 5 – Frequência de eventos classificados pelo tempo de interrupção	27
Gráfico 6 – Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em volumes diários em volumes diários	27
Gráfico 7 - Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em relação à produção mundial.....	28
Gráfico 8 – Frequência e magnitude dos eventos críticos internos	31
Gráfico 9 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2010	41
Gráfico 10 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2015-2024	44
Gráfico 11 – Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2005-2024	45
Gráfico 12 – Evolução da exportação líquida de petróleo no Brasil 2005-2024.....	46
Gráfico 13 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 1970-2014.....	47
Gráfico 14 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2015-2024.....	47
Gráfico 15 – Matriz de combustíveis para veículos ciclo Otto	48
Gráfico 16 – Demanda mensal para o mercado ciclo Otto (2006-2014) (m ³ de gasolina equivalente)	58
Gráfico 17 – Demanda anual de combustíveis para o mercado ciclo Otto (2015-2024).....	58

Gráfico 18 – Evolução recente do mercado de etanol combustível no Brasil.....	59
Gráfico 19 – Importação, exportação, saldo comercial de etanol e proporção das exportações em relação à produção	60
Gráfico 20 – Evolução Recente da Entrada em Operação das Novas Unidades e Unidades Fechadas ou em Recuperação Judicial	71
Gráfico 21 – Produção e consumo de gasolina A.....	73
Gráfico 22 – Produção e consumo de diesel A.....	74

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Mandatos nacionais e locais (provinciais) para etanol e biodiesel vigentes.....	54
Quadro 2 – Matriz de probabilidade de impacto	63
Quadro 3 – Resultado da Análise Qualitativa de Riscos	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Deficiências no fornecimento de petróleo desde 1956.....	26
Tabela 2 – Contingências internas e impactos sobre oferta, entre 1986 e 2001	30
Tabela 3 – Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002	30
Tabela 4 – Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo - REP (dados de 2012)	37
Tabela 5 – Portarias do CNP com fixação do percentual de mistura vigente após o lançamento do Proálcool e até a adoção de percentual de 20% no território nacional	49
Tabela 6 – Produção potencial e demanda estimada de petróleo no Brasil.....	62
Tabela 7 – Custos dos Estoques Estratégicos de Petróleo para Atendimento das Unidades de Refino do País.....	68
Tabela 8 – Custos de Reserva Estratégica de Derivados para Atendimento da Demanda do País	69
Tabela 9– Custos dos Estoques Estratégicos de Petróleo e Derivados para Atendimento da Demanda Doméstica.....	69
Tabela 10 – Reuniões do GFL em 2015	75
Tabela 11 – Definição dos <i>Clusters</i> Portuários	79

Introdução

Ao longo de 2015, o GT SINEC, criado pela Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014, elaborou o presente relatório organizado em 7 capítulos, que incluem fundamentações, análises, conclusões e recomendações, para subsidiar o CNPE no cumprimento de sua obrigação legal de assegurar o adequado funcionamento do SINEC. A partir dos requisitos estabelecidos pela Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, pelo Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991 e pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o GT SINEC estudou referências nacionais e internacionais, observando históricos e tendências relacionados ao consumo, produção, comércio internacional, movimentação e armazenagem de petróleo e seus derivados e de etanol carburante.

O capítulo 2 apresenta a base legal referente ao assunto, definições de reserva estratégica e estoques de operação, a importância do petróleo na matriz energética nacional, além de estudos precedentes ao início das atividades do GT SINEC. Também são relacionados aspectos da segurança energética, suas componentes e os fatores de risco a serem considerados.

O capítulo 3 trata de reserva estratégica de petróleo e etanol carburante, dos principais eventos críticos externos e internos que levaram ou podem levar à restrição e/ou interrupção de suprimento desses produtos, além do panorama brasileiro de sua produção, estoques e dependência externa. Neste ano, o relatório apresenta uma avaliação probabilística, considerando-se os eventos críticos internos e externos ocorridos e suas magnitudes, sob a ótica de máxima deficiência ou perda de produção, com 95% de probabilidade de ocorrência.

O capítulo 4 traz a análise da necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante, por meio de uma abordagem qualitativa de riscos. Para o petróleo, também é realizada uma análise quantitativa de riscos.

A Análise Qualitativa dos Riscos (AQR) levou em consideração a sobreoferta de mais de um milhão de barris por dia de petróleo, que resulta em segurança de suprimento, ao menos no curto e médio prazos. A análise efetuada aponta para baixa relevância para risco de descontinuidade ou restrição no suprimento generalizada com duração superior a 30 dias nos fluxos de suprimento de petróleo – produzido ou importado – para mais de uma refinaria brasileira.

A Análise Quantitativa dos Riscos, por meio da modelagem econômica avançou com a colaboração e orientação do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) sobre as questões atinentes à macroeconomia e contas nacionais. Com efeito, haverá colaboração dessa instituição na formulação de parâmetros para modelagem econômica.

O capítulo 5 contempla os estoques de operação, tratados em estudos realizados pela ANP desde 2013, resultando em resoluções que estabelecem estoques mínimos operacionais para GLP, gasolina, diesel e querosene de aviação (QAV). O panorama do óleo combustível foi avaliado, dada sua importância no suprimento de geradoras termelétricas, e considerado baixo o risco quanto ao seu suprimento, em decorrência do cenário de exportação líquida desse produto. Quanto ao etanol, assim como no ano passado, a leitura é de que os estoques regulatórios praticados pelo setor são suficientes para sua adequada operação.

No capítulo 6, foi realizada a avaliação da infraestrutura portuária para movimentação de derivados à luz do Plano Nacional de Logística Portuária (PNLP) e seus planos mestres, elaborados pela Secretaria de Portos da Presidência da República (SEP/PR). Foi avaliado o

panorama da infraestrutura portuária e sua capacidade de movimentação, bem como os planos para sua expansão.

Por fim, as análises quanto à pertinência de atualização dos marcos legais foram concluídas. Entretanto, em uma avaliação quanto a conveniência e oportunidade das propostas frente ao atual momento político, a orientação é pela postergação *sine die* da modificação das Leis 8.176/91, 9.478/97 e do Decreto 238/91.

2 Base legal, definições e estudos precedentes

Este capítulo contempla a base legal atual pertinente ao assunto (Lei nº 8.176/1991 e Decreto nº 238/1991). Também integram o rol de assuntos as discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação e a Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014, que criou o grupo de trabalho e das discussões em curso.

O texto ainda retrata as definições conceituais a respeito de reservas estratégicas e estoques de operação. Além disso, é abordada a importância do petróleo na matriz energética nacional, além dos aspectos relacionados à segurança energética e os estudos precedentes que trataram do mesmo assunto e que, portanto, foram utilizados como referência.

2.1 Base legal atual

A Lei nº 8.176/1991 “*define os crimes contra a ordem econômica e cria o Sistema de Estoques de Combustíveis*”.

Em seu artigo 4º, a referida Lei estabelece a instituição do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (SINEC) e define as seguintes atribuições ao Poder Executivo:

[...]

§ 1º O Poder Executivo encaminhará ao Congresso Nacional, dentro de cada exercício financeiro, o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis para o exercício seguinte, do qual constarão as fontes de recursos financeiros necessários a sua manutenção.

§ 2º O Poder Executivo estabelecerá, no prazo de sessenta dias as normas que regulamentarão o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.

[...]

Por sua vez, o Decreto nº 238/1991 “*dispõe sobre o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e dá outras providências*”.

O referido Decreto regulamentou a Lei nº 8.176/1991, na medida em que definiu, em seu artigo 2º, que o SINEC compreenderá:

[...]

I - a "Reserva Estratégica", destinada a assegurar o suprimento de petróleo bruto e de álcool para fins carburantes quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave a oferta interna ou externa desses produtos;

II - os Estoques de Operação, destinados a garantir a normalidade do abastecimento interno de combustíveis derivados de petróleo, bem assim de álcool etílico, anidro e hidratado, e outros combustíveis líquidos carburantes, em face de ocorrências que ocasionarem interrupção nos fluxos de suprimento e escoamento dos referidos combustíveis.

[...]

O Decreto ainda avançou na regulamentação, definindo, nos artigos 2º e 3º, que:

[...]

§ 1º Os produtos destinados à Reserva Estratégica serão adquiridos e mantidos pela União e utilizados mediante prévia autorização do Presidente da República, por proposta do Ministro da Infra-Estrutura.

§ 2º A Reserva Estratégica será regulada em ato do Ministro da Infra-Estrutura e os "Estoques de Operação", em ato do Diretor do Departamento Nacional de Combustíveis.

Art. 3º O Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, a ser encaminhado anualmente ao Congresso Nacional, integrará o projeto de lei de diretrizes orçamentárias e compreenderá as metas e prioridades do SINEC, incluindo os recursos financeiros para a manutenção da "Reserva Estratégica".

[...]

Dessa forma, por força da Lei, torna-se necessário que, anualmente, o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis seja encaminhado ao Congresso Nacional, contendo:

- a) Metas do SINEC;
- b) Prioridades do SINEC;
- c) Recursos financeiros para a manutenção da Reserva Estratégica.

O projeto de Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) deve ser encaminhado pelo Presidente da República, nos termos da Constituição Federal, em até 15 de abril ou oito meses e meio antes do encerramento do exercício financeiro. Posto que a LDO estabelece, a partir dos programas do Plano Plurianual (PPA), as prioridades para o ano seguinte e orienta a elaboração da Lei Orçamentária Anual (LOA), o Congresso, por sua vez, deve enviar para sanção o Projeto de LDO aprovado até o encerramento do primeiro período da sessão legislativa (ADCT, art. 35, § 2º, inciso II).

Em complementação ao que estabelece a Lei nº 8.176/1991 e o Decreto nº 238/1991, o inciso V do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, define como competência do CNPE assegurar o adequado funcionamento do SINEC e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis. Dessa forma, cabe ao Poder Executivo a responsabilidade pelo encaminhamento anual do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis ao Congresso Nacional.

Em 2002, o Comitê Técnico 4 – Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (CT-04) do CNPE elaborou estudo no qual recomendava ao Conselho que o Brasil não constituísse estoques estratégicos para petróleo, GLP, gasolina A, óleo diesel A, QAV e óleo combustível. Desde então, a atuação do MME passou a ser a de propor políticas para garantir quantidade e qualidade de combustíveis e derivados adequadas, sem a necessidade de se constituir reservas estratégicas e estoques de operação, tendo em conta o cenário de crescente produção de petróleo no Brasil.¹

2.2 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação

O relatório do GT SINEC de 2013ⁱⁱ consignou em seu texto a necessidade de atualização ou complementação da regulamentação da Lei 8.176/1991.

Isso porque, ao longo do período que se estende da publicação da mencionada Lei e do Decreto nº 238, de 1991 até a presente data, muitas mudanças ocorreram no mercado de combustíveis, como, por exemplo, o advento da tecnologia *flex-fuel* que reduziu o risco de desabastecimento da frota ciclo Otto, bem como algumas terminologias legais utilizadas nestes atos que ficaram desatualizadas, como, por exemplo, “álcool para fins carburantes”, que atualmente recebe a denominação de “etanol combustível”. Além disso, outras leis importantes foram editadas e alteraram os procedimentos de atuação do Governo em relação às compras, alienações, serviços e obras (Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993 e Lei nº 101, de 4 de maio de 2000).

Além disso, a Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014, que criou o grupo de trabalho estabelece as atribuições do Grupo, conforme abaixo:

[...]

Art. 2º O Grupo de Trabalho terá as seguintes atribuições, além de outras que lhe forem delegadas:

I - avaliar as medidas necessárias para o adequado funcionamento do SINEC;

II - propor as metas do SINEC;

III - propor as prioridades do SINEC;

IV - propor, caso seja necessário, a destinação de recursos financeiros para a manutenção das Reserva Estratégica de Petróleo e Etanol;

V - propor atualização da legislação e, caso seja necessário, sugerir o estabelecimento de marcos regulatórios aplicáveis ao SINEC; e

VI - elaborar relatório técnico, anual, para apreciação do CNPE. **(grifos nossos)**

[...]

Em decorrência do inciso V do artigo 2º dessa Portaria o Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo (DCDP), unidade subordinada à Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis (SPG) do MME, instruiu o Processo nº 48000.001986/2014-75 com a Nota Técnica nº 19/2014-DCDP/SPG-MME, que tem por objetivo de atender à recomendação aprovada pelo CNPE de atualizar a legislação.

Por meio da Nota nº 273/2014/CONJUR-MME/CGU/AGU, a Advocacia Geral da União pronunciou-se de forma favorável ao intento de atualização da legislação, e não apresentou óbices jurídicos à proposta de alteração legislativa e à edição de novo decreto.

Após diversas reuniões, as minutas foram encaminhadas ao Gabinete do Sr. Ministro do MME em 20/08/2015 para apreciação, sendo incorporadas as novas sugestões decorrentes aos textos das propostas de alteração da Lei nº 8.176/1991 e do Decreto nº 238/1991.

Cabe mencionar que o Sr. Secretário da SPG orientou que a tramitação do processo que trata da proposta do GT SINEC de alteração da legislação ocorra somente quando os estudos anuais apontarem para a necessidade de formação de reserva estratégica.

Dessa forma, com a incorporação das alterações propostas pelo Gabinete do Ministro do MME, considera-se concluída a tarefa de revisão dos atos normativos no âmbito do GT SINEC, conforme recomendação aprovada na Reunião Plenária do CNPE em 09 de dezembro de 2014.

2.3 Definição de “reserva estratégica” e de “estoques de operação”

Nas maiores economias mundiais, a formação de reservas estratégicas visa mitigar os efeitos de eventuais restrições ou interrupções no suprimento de petróleo. Esses se relacionam de forma negativa com a segurança do país, podendo causar restrições ao consumo e afetar a economia como um todo.

A segurança no suprimento de petróleo tem sido o cerne na missão da Agência Internacional de Energia (AIE), desde a sua criação, em 1974. Na visão da AIE, a ameaça de restrição ou interrupção no suprimento abrange fatores de risco naturais, econômicos e políticos. A origem do risco tanto pode ser externa (dependência externa, instabilidade política nos países fornecedores, diversidade de fornecedores, etc.) quanto doméstica (volatilidade da produção nacional, concentração da produção, relevância da produção *offshore*, infraestrutura de armazenagem e movimentação, disponibilidade de energia, entre outros). Assim, a imposição de estoques pela AIE, em conjunto com medidas de contenção da demanda doméstica, têm como objetivo resguardar a segurança energética de seus membros no caso de ameaça de restrição ou interrupção no suprimento de petróleo.

A disponibilidade de estoques emergenciais de petróleo, no caso de restrições ou interrupções no suprimento, foi tratada como elemento essencial para a segurança pública dos Estados Membros da União Europeia (UE). Por meio da *Council Directive 2009/119/EC*, a UE impôs obrigação aos Estados Membros de manter estoques mínimos de petróleo e/ou derivados, como medida de prevenção contra restrições ou interrupções (repentinas, relevantes e duradouras) no suprimento global, que impactariam de forma negativa na economia da UE, principalmente em relação aos segmentos de transporte e industrial químico.

Alguns países que não integram a UE nem a AIE e que não são exportadores líquidos de petróleo, como China e Índia, estão constituindo reservas de petróleo como prevenção a potenciais choques em sua economia causados por restrição ou interrupção no suprimento do produto.

A terminologia utilizada para os estoques constituídos com o propósito de proteção contra restrição ou interrupção no suprimento é variada, abrangendo os termos: estoques emergenciais, estoques estratégicos, reservas estratégicas, estoques específicos e estoques de operação.

No caso brasileiro, a legislação optou pelas denominações “reserva estratégica” e “estoques de operação”, cujos propósitos são distintos. Reserva estratégica (que também poderia ser denominada “estoque estratégico”) tem a característica de um ativo constituído por prazo indeterminado, indisponível para qualquer utilização que não seja a prevenção quanto à restrição ou interrupção (repentina, relevante e duradoura) no suprimento de petróleo ou etanol. De acordo com a legislação, a reserva estratégica deve ser adquirida e mantida por recursos financeiros da União e só pode ser utilizada com autorização da Presidência da República.

Por sua vez, os estoques de operação, dentro dos quais estão os estoques de segurança, têm como objetivo a garantia da continuidade da atividade econômica de cada agente inserido nos fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de combustíveis no território

nacional. Devido a essa característica, os estoques de operação são custeados com recursos dos agentes econômicos.

2.4 Matriz Energéticaⁱⁱⁱ

As escolhas e realizações da política energética do Brasil estão à altura dos desafios energéticos mais urgentes do mundo. Um esforço concentrado fez com que o acesso à eletricidade seja praticamente universal em todo o país: atualmente, 98,7% das casas brasileiras possuem acesso à eletricidade, o que demanda uma rápida expansão do sistema energético.

A determinação inicial brasileira para o desenvolvimento de alternativas aos combustíveis fósseis fez com que fossem explorados o grande potencial hidroelétrico e alternativa de base agrícola. As diretrizes para uma redução da dependência externa de petróleo e derivados resultaram em escolhas que levaram o Brasil a se destacar como uma economia pouco intensiva em carbono. A demanda total de energia primária mais que dobrou no Brasil desde o início dos anos 1990, em decorrência do crescimento econômico e do surgimento de uma nova classe média, retratados de maneira explícita na demanda no setor de transporte e no consumo de energia elétrica.

Apesar da eminente posição de destaque do Brasil em questões de segurança energética, sustentabilidade e a proximidade da universalização do acesso à eletricidade, a formulação de suas políticas permanece como um desafio considerável. A autossuficiência em recursos energéticos, embora mitigue os riscos externos, não garante confiabilidade no suprimento a custos acessíveis. Embora os recursos renováveis sejam abundantes, há limitações – incluindo restrições sociais e ambientais – acerca da manutenção ou aumento de sua participação total no suprimento energético. Esforços para a conservação da biodiversidade, políticas de uso do solo e de gestão de recursos hídricos estão sobrepostas com as perspectivas do setor energético. Os riscos à resiliência do sistema de geração hidráulica, tais como as mudanças nos padrões hidrológicos e as vazões de entrada das hidrelétricas, poderiam ser exacerbados por decréscimos dos volumes armazenados nos reservatórios e mudanças climáticas.

Mais recentemente, o Brasil vem se consolidando como uma das forças mundiais no setor de petróleo. Nas últimas três décadas, a Petrobras tem realizado uma série de grandes descobertas *offshore*, inicialmente na bacia de Campos, tornando-se especialista e líder mundial de tecnologia de produção de petróleo em águas profundas. Com a enorme descoberta do pré-sal, em 2006, as ambições brasileiras nesse setor ganharam forte impulso. O desenvolvimento desses campos, tendo como operadora a Petrobras, é bastante complexo e demanda grandes investimentos.

As descobertas do pré-sal, inclusive, provocaram uma mudança na regulação de *upstream*, concedendo à Petrobras um papel fortalecido em áreas consideradas estratégicas. Depois de um hiato de cinco anos, a retomada da licitação de novas áreas para exploração e produção em 2013 abriu novas oportunidades para explorar o potencial *offshore* e *onshore* do Brasil.

Com respeito à participação de outras fontes na produção de energia, o incremento de usinas geradoras de energia elétrica que utilizam principalmente recursos como gás natural, energia eólica e bioenergia vem crescendo desde o início da década de 2000. Um sistema de leilões de contrato fornece um mecanismo capaz de antecipar investimentos em nova

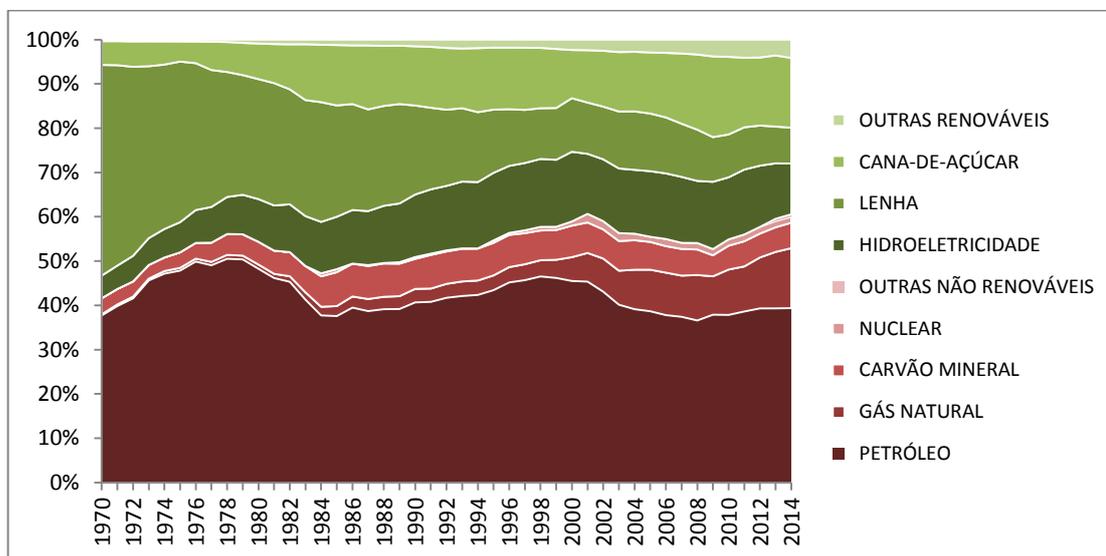
produção e capacidade de transmissão, bem como estimular a diversificação da matriz energética.

Os biocombustíveis, principalmente o etanol produzido a partir da cana de açúcar, atualmente atendem 16,5% da demanda no setor de transporte, em que as tecnologias *flex-fuel* representam cerca de 90% das vendas de novos veículos de passageiros.

2.4.1 A importância do petróleo

A importância do petróleo na matriz energética nacional torna-se evidente quando se analisa a evolução da sua participação na composição da oferta interna de energia (OIE) ao longo do tempo. O petróleo é o insumo de maior participação na matriz (39,4%), posição ocupada desde o ano de 1973. O Gráfico 1 apresenta a evolução da OIE total entre os anos de 1970 e 2014, evidenciando a contribuição percentual de cada energético. O Brasil, que apresentava OIE de 66.945 mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 1970, alcançou no ano de 2013 uma OIE de 305.589 mil tep, equivalente a uma taxa média de crescimento anual de 3,51% a.a.

Importante destacar que um único energético apresentou redução no valor absoluto de demanda: a lenha. Em 1970, contribuía com 31.852 mil tep (47,6%) e passou para 24.728 mil tep em 2014 (8,1%). A ordem de relevância dos energéticos para a OIE brasileira em 2014, após o petróleo e derivados, é a seguinte: derivados da cana-de-açúcar (15,7%), gás natural (13,5%), hidroeletricidade (11,5%), lenha e carvão vegetal (8,1%), carvão mineral e derivados (5,7%), outras renováveis (4,1%) e nuclear (1,3%).

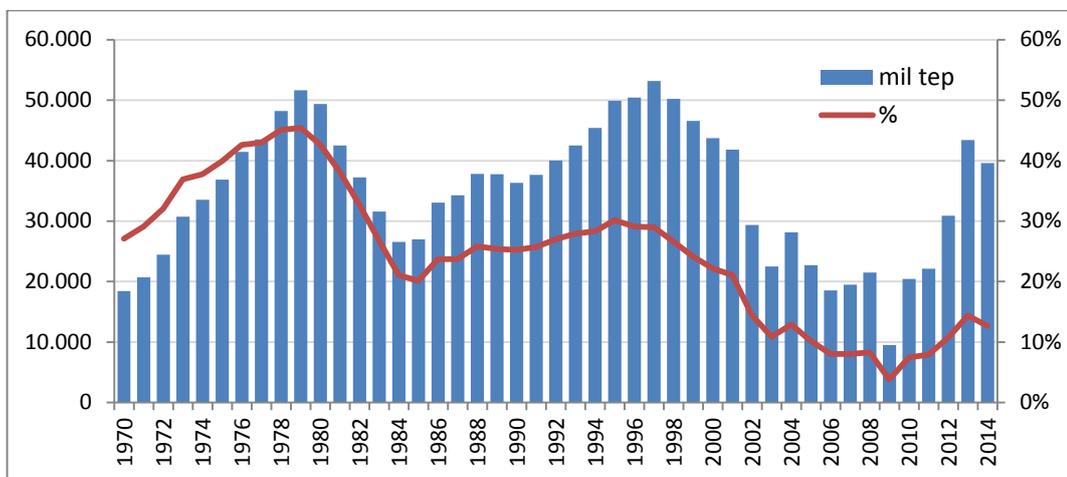


Fonte: MME

Gráfico 1 – Participação na OIE por energético

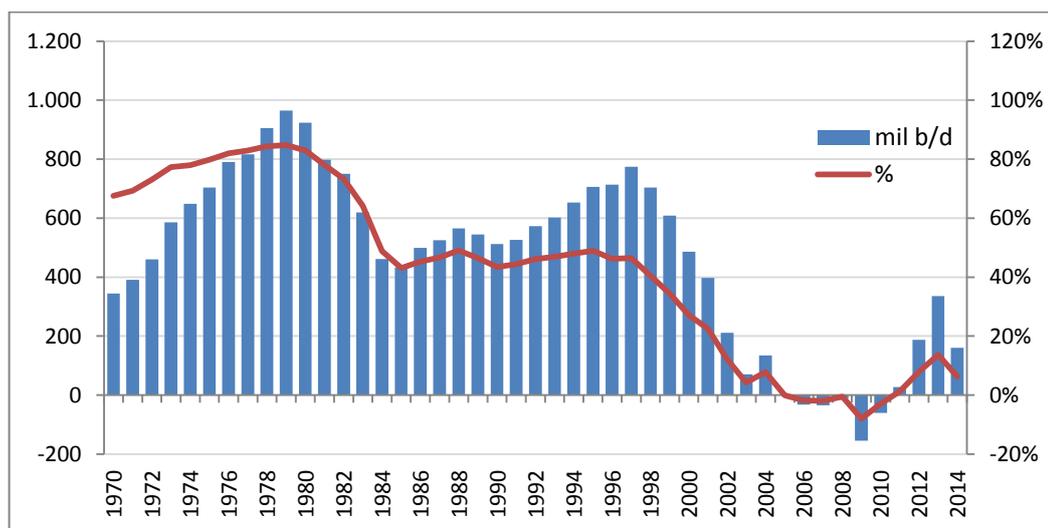
Por ser o energético de maior consumo, o petróleo influencia diretamente o comportamento da matriz energética nacional, bem como a dependência externa de energia, o que pode ser ratificado pela similaridade dos gráficos a seguir, que retratam o comportamento da dependência externa brasileira, tanto para a energia total quanto para petróleo e derivados. O ápice da dependência externa do petróleo no Brasil ocorreu em 1979, quando se importava 85% de nossa demanda. Não por acaso, nesse mesmo ano a dependência externa total alcançou seu maior valor nessa série histórica, quando a importação de energia superou 45%

da demanda nacional. Tal comportamento é percebido a seguir, onde se apresenta a dependência externa energética total (Gráfico 2) e de petróleo e derivados (Gráfico 3).



Fonte: MME

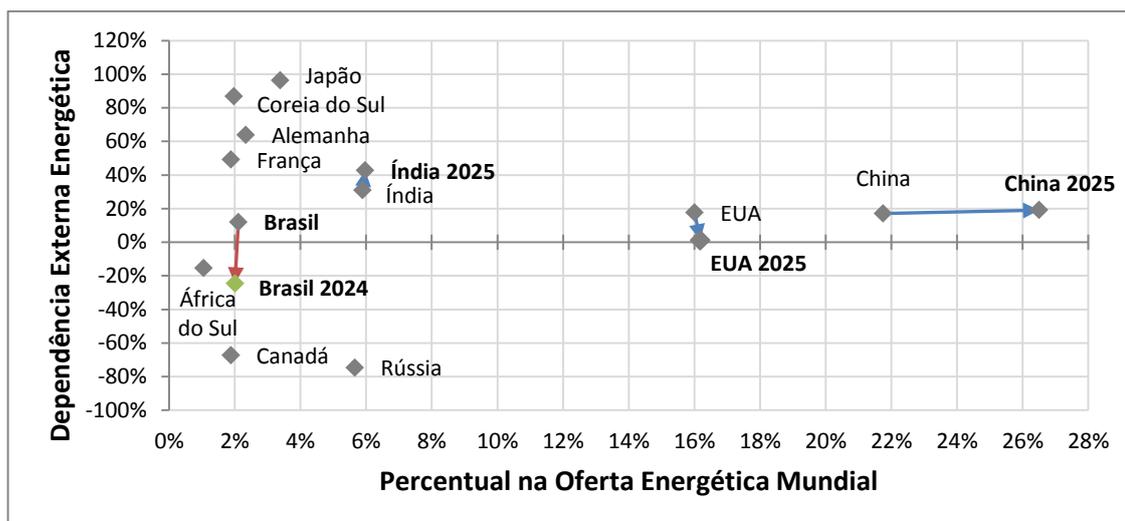
Gráfico 2 – Dependência externa total de energia



Fonte: MME

Gráfico 3 – Dependência externa de petróleo e derivados

Como há perspectiva de que o Brasil se consolide na posição de exportador líquido de petróleo bruto, é possível que, em alguns anos, a produção total de energia supere o consumo final energético. É o que mostra o Gráfico 4, onde se observa a posição de cada país com relação à sua dependência externa energética e o peso de sua demanda no mercado mundial. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024) projeta para o Brasil a condição de exportar o equivalente a 24% de sua produção em 2024. Apresenta-se, ainda, projeção desenvolvida pela BP para China, EUA e Índia no ano de 2025.



Fonte: AIE, BP e EPE. Elaboração: MME.

Gráfico 4 – Dependência externa energética versus percentual na oferta energética mundial

Cabe destacar, por fim, o papel essencial que o petróleo possui para setores vitais à economia nacional: mais de 80% da energia consumida com transporte tem origem nos derivados de petróleo. Como outros exemplos, apenas o óleo diesel responde por mais de 55% da energia consumida na agropecuária e o GLP supre mais de 26% da energia consumida nas residências.

2.5 Segurança Energética^{iv}

Este item trata da abordagem mais recente acerca da segurança energética, das vulnerabilidades que trazem riscos aos sistemas energéticos. Apresenta inicialmente os fundamentos da gestão de risco adotada e os quatro componentes usuais da segurança energética: segurança física, acesso à energia, sistemas de respostas a emergências e ambiente de negócios adequado. Contém ainda um relato sobre gerenciamento e avaliação de riscos, perspectivas e cenários da indústria de P&G no Brasil. Por fim, tece considerações sobre a proteção da cadeia de abastecimento global.

2.5.1 Fundamentos da Gestão de Riscos Adotada

Incertezas e riscos relacionam-se com o futuro, cuja previsão é passível de erros. O efeito cumulativo de respostas a riscos, que atendem a diversos objetivos, e o caráter multifuncional dos controles reduzem os riscos, mas não os elimina.

Os controles do setor, feitos por meio de regulação, devem ser registrados por relatórios periódicos e de fácil acesso, pois são ferramentas essenciais à análise de risco. Constituem um registro formal dos eventos a serem classificados na avaliação necessária para a tomada de decisão.

Os eventos a serem avaliados precisam ser sopesados em um contexto onde seja possível a avaliação não somente dos que provocam impactos negativos (riscos), mas dos que impactam positivamente (oportunidades). Os riscos e oportunidades podem ocorrer e

alcançar, positivamente ou negativamente, tanto o domínio das Reservas Estratégicas quanto dos estoques operacionais.

As respostas possíveis aos riscos são: evitar, aceitar, reduzir ou compartilhar. Esse conjunto de informações tem que estar disponível à autoridade competente quando da decisão. Nesse momento, o controle (regulação) novamente assume papel fundamental, na medida da necessidade da implementação de políticas e procedimentos estabelecidos para assegurar que as respostas aos riscos sejam executadas com eficácia.

Outro aspecto fundamental a ser considerado é a forma e o prazo em que as informações são identificadas, colhidas e comunicadas. Informações tempestivas e acessíveis a todos os níveis hierárquicos são essenciais para a correta resposta ao risco. Dada essa necessidade, seu fluxo deve ser constante, em todos os sentidos, e não eventual.

Atividades contínuas de monitoramento são necessárias para que se possa reagir tempestivamente e adequar procedimentos conforme as circunstâncias. Assim, quando verificada necessidade de flexibilização ou atualização de algum procedimento para fazer frente a uma contingência, tal ação terá por base os resultados de avaliações periódicas consolidadas.

A abordagem realizada na análise qualitativa de riscos (AQR) segue os preceitos da NBR 31.000. Foram tabulados eventos críticos internos e externos relativos aos suprimentos de petróleo. Quanto aos derivados, o estudo se valeu dos trabalhos da ANP na coordenação do Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis (GFL), que mapearam e estabeleceram planos de mitigação de riscos.

Conforme a referida norma, na terminologia de gestão de riscos, a palavra “probabilidade” é utilizada para referir-se à chance de algo acontecer, não importando se definida, medida ou determinada, objetiva ou subjetivamente, qualitativa ou quantitativamente, ou se descrita utilizando termos gerais ou matemáticos (tal como probabilidade ou frequência durante um determinado período de tempo).

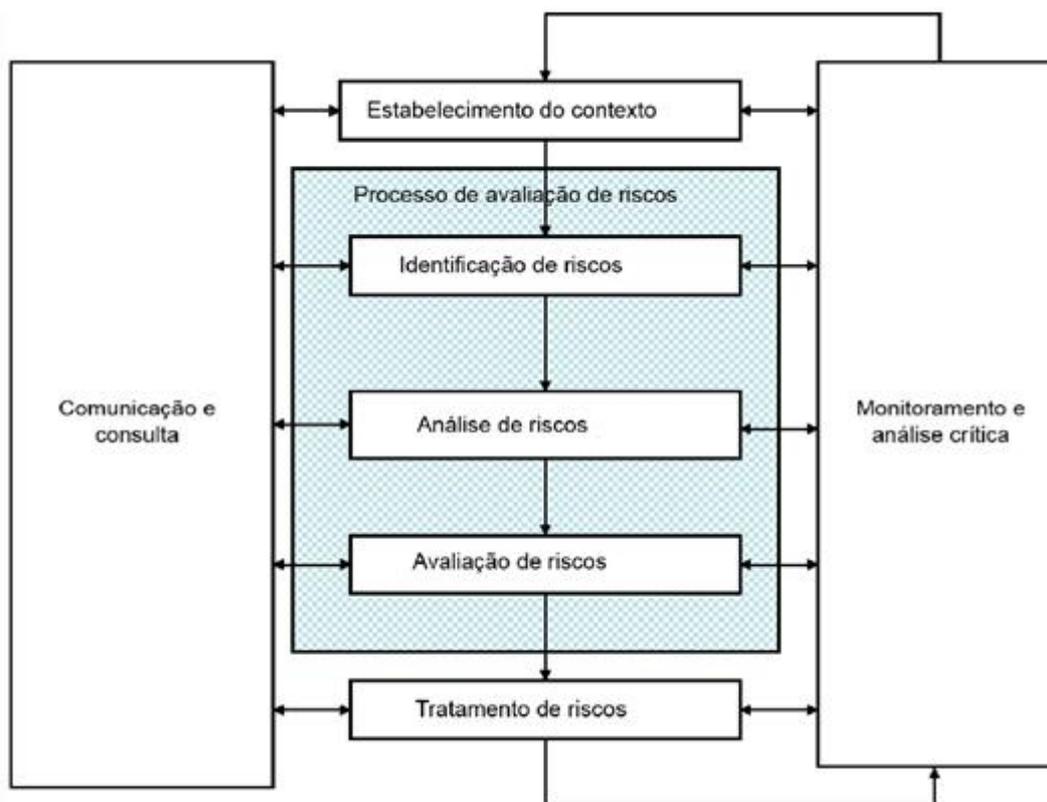


Figura 1 – Processo de gestão de riscos

A comunicação e consulta, inerente ao processo de gestão de riscos, é parte integrante dos trabalhos do SINEC. Isto porque, na medida em que o relatório subsidia decisões do CNPE, as diversas partes representantes da sociedade e integrantes deste Conselho têm em mãos o resultado de um trabalho interinstitucional e conclusivo, relativo ao panorama do abastecimento de petróleo, etanol e derivados. Assim a participação de representantes de diversas instituições (ANP, MME, EPE e Petrobras), somada ao encaminhamento do relatório ao CNPE encerra o ciclo comunicação e consulta a contento.

O estabelecimento do contexto interno e externo é realizado com o registro de um histórico e tabulação dos fatores de risco de restrição ou interrupção no suprimento de petróleo, de etanol e de derivados. Na sequência, a identificação dos riscos. A definição dos critérios de risco e os níveis em que eles são derivados de requisitos legais e regulatórios, como no caso dos derivados, por exemplo, onde estão estabelecidos estoques mínimos de operação, visando garantir a continuidade de fluxos. Quanto ao petróleo, a avaliação é centrada na dependência externa avaliada pela relação entre a importação e a movimentação global de petróleo.

A identificação, análise e avaliação de riscos foram realizadas por meio de discussões realizadas em oito reuniões. Por estarem identificados, *a priori*, em decorrência de estudos precedentes, a etapa de identificação consistiu na atualização e validação do rol de eventos críticos, fontes de riscos, seus impactos, ameaças e oportunidades que elencaram o estudo. A análise de riscos é qualitativa, associada a indicadores semiquantitativos derivados da avaliação do histórico de eventos críticos que fundamentam as constatações do estudo.

O conteúdo permitiu uma avaliação de riscos, até o momento, pautada pela segmentação do problema em um binômio composto por um risco severo, mas de baixa probabilidade. Assim, anualmente esse binômio é reavaliado com os novos cenários de oferta

e demanda para que se possa decidir pelo tratamento de risco adequado. No rol dos tratamentos enquadram-se: evitar o risco, remover a fonte de risco, reduzir a probabilidade de sua ocorrência, minimizar seus efeitos, compartilhar com outras partes interessadas ou simplesmente retê-lo, numa decisão consciente e bem embasada.

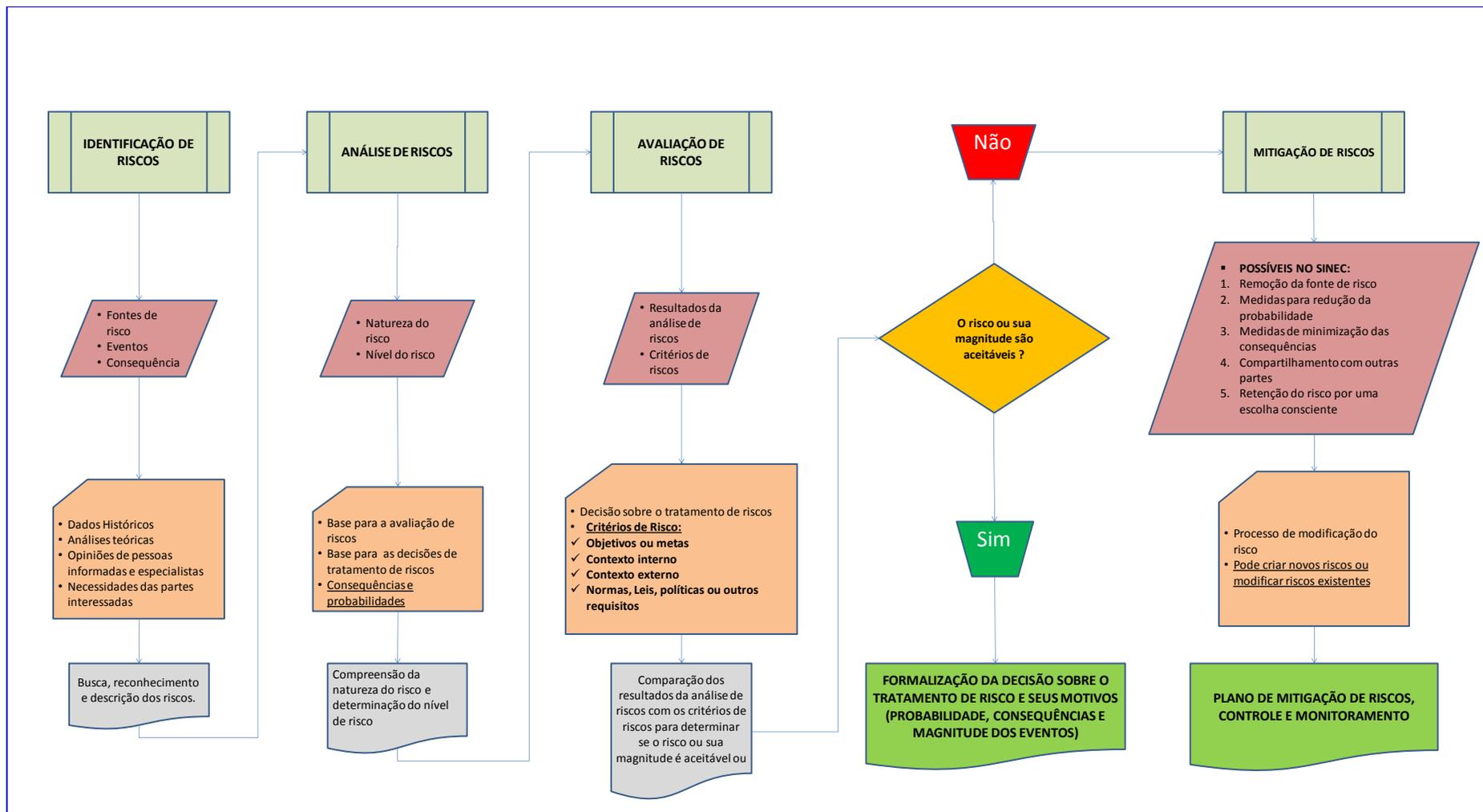
No tocante ao Monitoramento, os trabalhos são focados em obtenção de informações para melhorar o processo de avaliação dos riscos, a constante análise dos eventos por meio de relatórios e boletins mensalmente expedidos pelo MME, que permitem a detecção de mudanças no contexto interno e externo, bem como a identificação de riscos emergentes.

ⁱ Conselho Nacional de Política Energética, Comitê Técnico 06. Importação de Energéticos e Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis: estudo preliminar sobre estoques estratégicos de combustíveis, fevereiro de 2001.

ⁱⁱ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis. Dezembro de 2013.

ⁱⁱⁱ World Energy Outlook 2013

^{iv} Yergin, Daniel. The quest: energy, security, and the remaking of the modern world. New York: The Penguin Press, 2011.



Fonte: MME (adaptado de ISO NBR 31.000)

Figura 2 – Processo de avaliação de riscos

2.5.2 Os Componentes da Segurança Energética

A definição usual de segurança energética é: disponibilidade de suprimento suficiente a preços acessíveis. Entretanto, outros componentes como (i) segurança física, (ii) acesso à energia, (iii) sistema de respostas a emergências e, por fim, (iv) um ambiente de negócios que propicie e encoraje investimentos em infraestrutura devem ser considerados.

(i) Segurança Física

A segurança física consiste em proteger ativos, infraestrutura, cadeias de abastecimento e rotas de comércio, bem como fazer provisão para reposições e substituições rápidas quando necessário.

(ii) Acesso à Energia

O acesso à energia consiste na habilidade para desenvolver e adquirir suprimentos de energia - fisicamente, contratualmente e comercialmente.

(iii) Sistema de Respostas a Emergências

O sistema de respostas a emergências deve ser composto de políticas nacionais e instituições internacionais projetadas para responder de forma coordenada a perturbações, deslocamentos e emergências, bem como ajudar a manter o fluxo constante de suprimentos.

(iv) Ambiente de Negócios

O ambiente de negócios refere-se ao longo prazo e constitui-se, fundamentalmente, de investimento, visto que a segurança energética requer políticas e um clima de negócios que promovam os investimentos e o desenvolvimento para garantir que os suprimentos e infraestrutura adequados estejam disponíveis, de forma oportuna, no futuro.

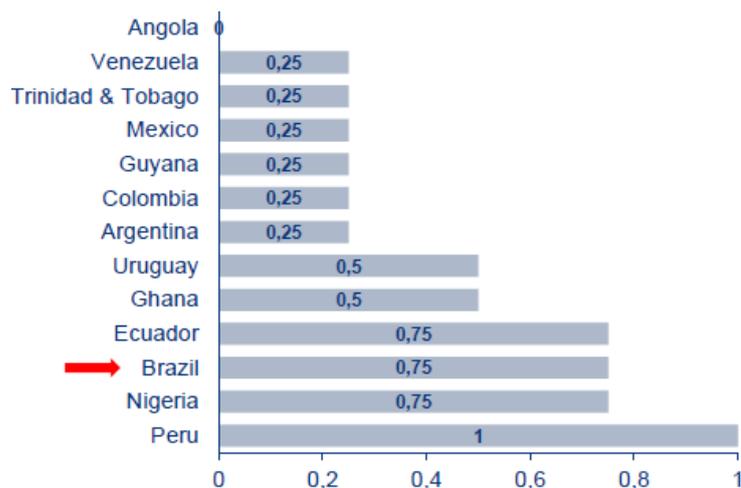
Países importadores de petróleo abordam a questão em termos de segurança do abastecimento. Por outro lado, países exportadores preocupam-se com a "segurança da demanda" para as suas exportações de petróleo e gás, das quais dependem para gerar crescimento econômico, grande parte das receitas do governo, e para manter a estabilidade social. Para os exportadores é importante saber o que os mercados vão demandar, para que possam planejar seus orçamentos e justificar níveis futuros de investimento.

2.5.3 Panorama atual e cenários para a indústria de P&G sob a ótica do mercado

Em palestra proferida na Conferência Plenária de abertura da Rio Pipeline 2015, RoseAnne Franco, Coordenadora de Gerenciamento de Risco da Verisk Maplecroft and Wood Mackenzie, expôs um panorama de redução de custos para manutenção do mercado por meio da eficiência operacional e a competitividade do Brasil em decorrência dos riscos inerentes à sua realidade.

Por meio de *scores* bi-modais, com escala de 0 a 1, graduada em 0,25, os riscos inerentes a cada tópico foram sopesados na geração de uma classificação dos países avaliados. O valor zero corresponde à inexistência do risco e o valor um significa o seu ponto máximo.

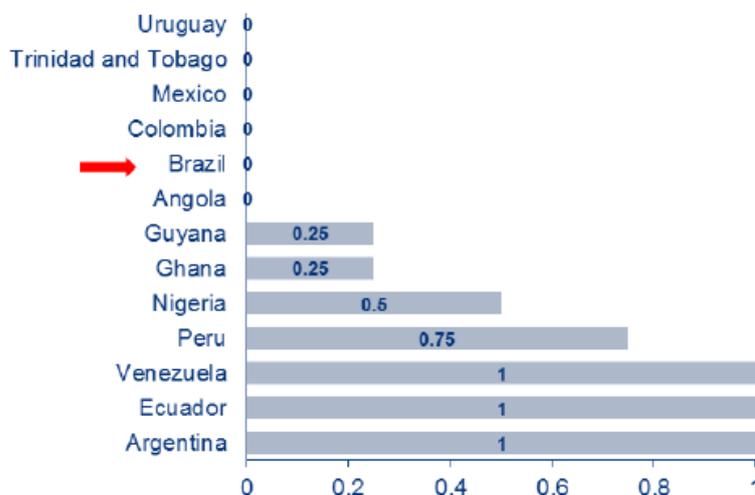
Quanto aos direitos humanos (respeito às leis trabalhistas, direitos indígenas, etc.), a avaliação é de alto risco, ressaltando que a maioria dos países onde há E&P esse risco predomina. A questão ambiental também traz riscos altos, principalmente devido à complexidade do processo de licenciamento, que envolve autoridades de várias esferas e a disponibilidade hídrica.



Fonte: Verisk Maplecroft and Wood Mackenzie

Figura 3 – Risco ambiental: legislação de licenciamento e fiscalização ambiental

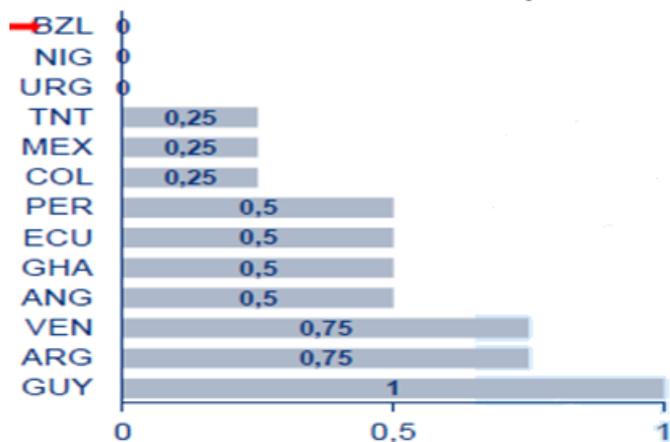
Os riscos naturais (abalos sísmicos, etc.) podem ser considerados inexistentes no Brasil e o colocam em uma boa situação nesse quesito. No tocante a riscos de ativos (contratuais), o Brasil está entre o grupo que respeita contratos, em posição melhor e diferenciada de vizinhos, tornando-se mais atrativo do que esses.



Fonte: Verisk Maplecroft and Wood Mackenzie

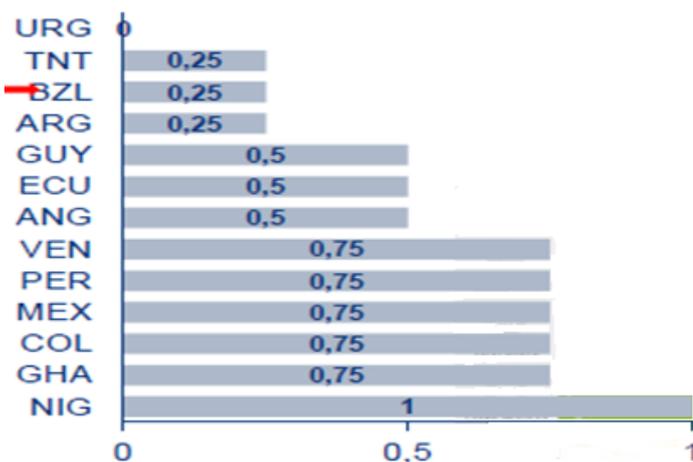
Figura 4 – Risco econômico: segurança jurídica e contratual

Os riscos geopolíticos também são considerados inexistentes, ditos “zero”, ao contrário da maioria de outros locais em que há exploração de hidrocarbonetos. Quanto à segurança, o Brasil está situado em posição superior ao México, Venezuela e Nigéria.



Fonte: Verisk Maplecroft and Wood Mackenzie

Figura 5 – Riscos políticos: geopolítica

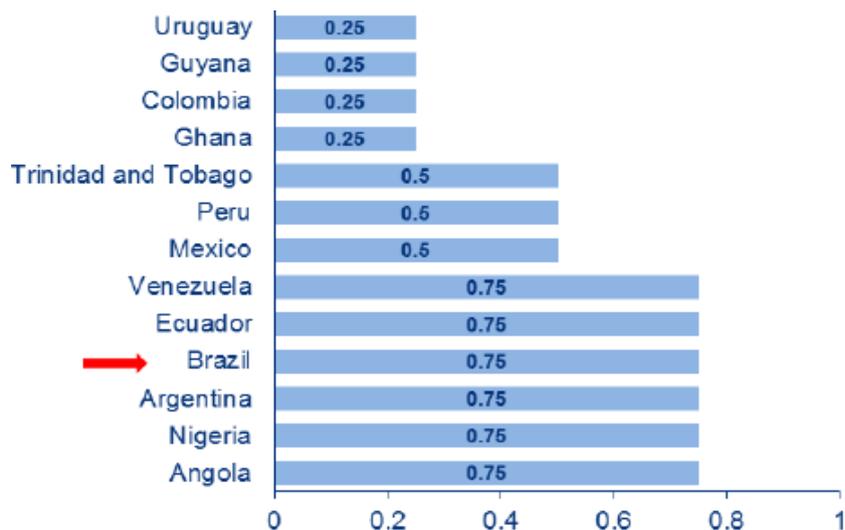


Fonte: Verisk Maplecroft and Wood Mackenzie

Figura 6 – Riscos políticos: segurança de ativos, ataques terroristas, intervenções de forças armadas e pirataria

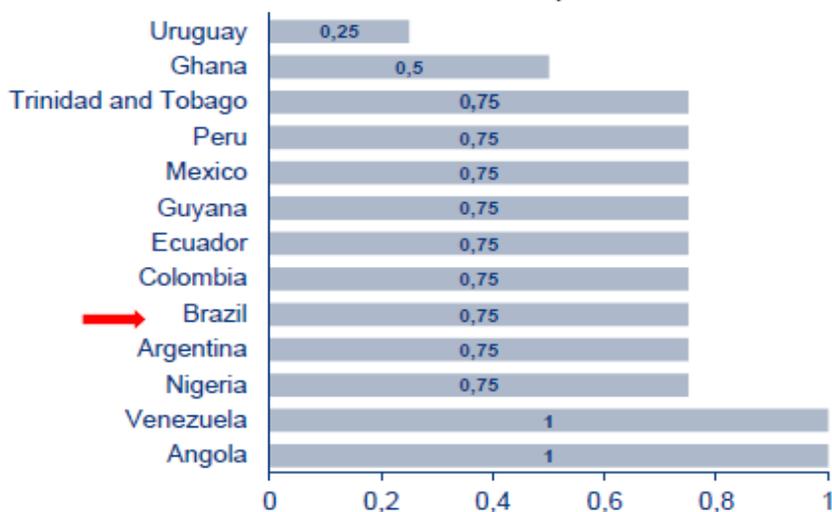
Quanto aos pontos considerados como fraquezas (ameaças), são apontadas a presença do Estado na economia, bem como a conduta da Petrobras. Afirmou que se trata uma NOCⁱ que prejudica o mercado. A corrupção, por seu turno, situa o Brasil em posição abaixo de Uruguai, México e Peru.

ⁱ National Oil Company.



Fonte: Verisk Maplecroft and Wood Mackenzie

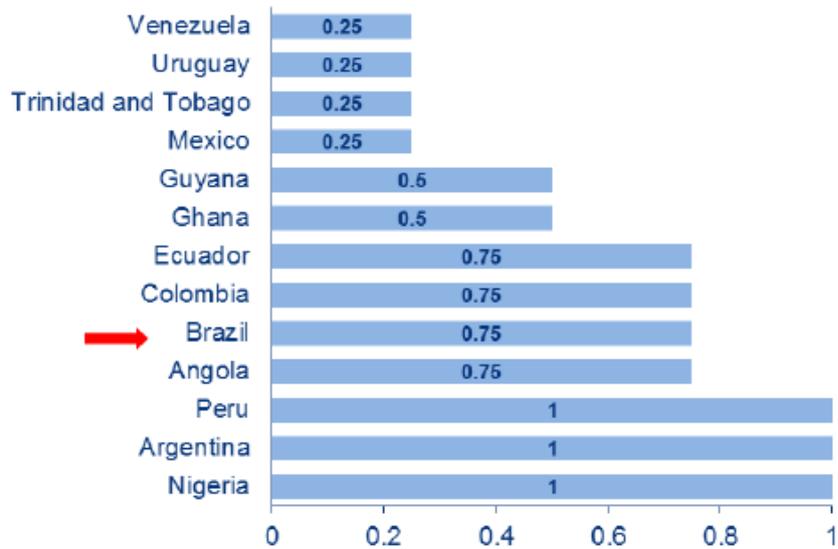
Figura 7 – Risco econômico: presença do Estado



Fonte: Verisk Maplecroft and Wood Mackenzie

Figura 8 – Risco econômico: corrupção

Foi mencionada a regulamentação como outro fator de baixa competitividade que, sob a ótica da Verisk Maplecroft and Wood Mackenzie, situa o Brasil abaixo da Nigéria e do Peru. A questão de vazamentos não é bem administrada pelos órgãos responsáveis pela fiscalização. A política de conteúdo local traz apreensão, pois 40% da produção estão sujeitos a 59% de conteúdo local, sem a garantia de que a indústria local seja capaz de atender a demanda.

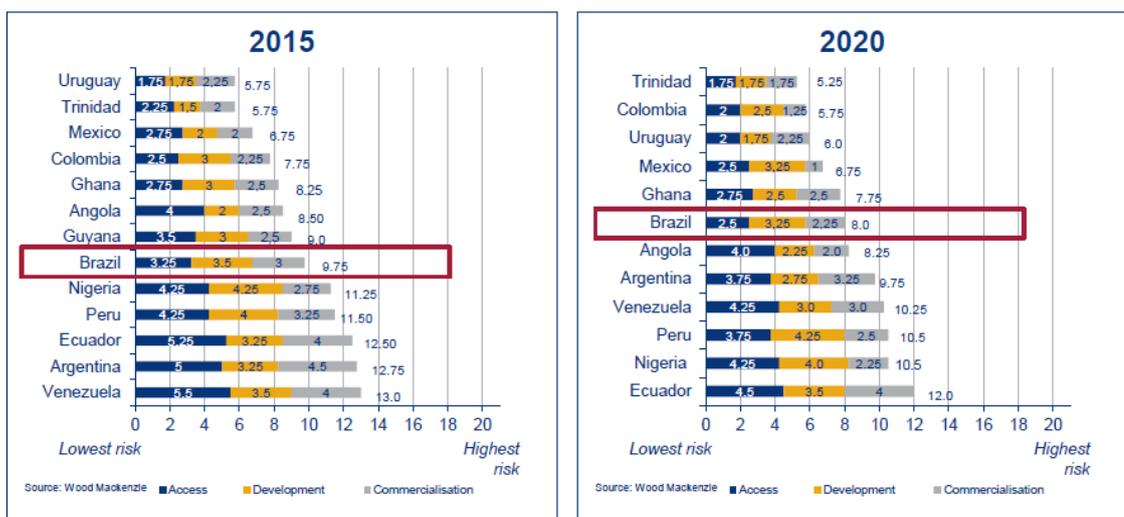


Fonte: Verisk Maplecroft and Wood Mackenzie

Figura 9 – Risco regulatório

A consultoria identificou as variáveis de risco específico que afetam cada etapa da cadeia produtiva de P&G e classificou em três grupos: acesso, desenvolvimento e comercialização. O acesso engloba a facilidade de ingresso, o sistema fiscal, a segurança jurídica, a presença do Estado, regulação, corrupção e geopolítica. O desenvolvimento contempla o ativismo trabalhista, desastres naturais, agitação civil, segurança, meio ambiente, cadeia de suprimentos e conteúdo local. A comercialização inclui infraestrutura, estabilidade fiscal, preços, risco cambial, obrigações no mercado interno, acesso ao mercado de gás e filiação à OPEP.

Em síntese, foram mencionados como principais fatores de risco do panorama atual para o Brasil: as questões relativas à legislação ambiental, a cadeia de suprimentos e a regulação. Entretanto, a projeção é de melhora da posição do Brasil quanto à atratividade de investimentos e ambiente de negócios nos próximos cinco anos. A figura a seguir ilustra essa melhora projetada.



Fonte: Verisk Maplecroft and Wood Mackenzie

Figura 10 – Projeção de melhora da atratividade de investimentos do Brasil

2.5.4 Proteção da Cadeia de Abastecimento

A segurança energética deve ser pensada não somente em termos de suprimento energético, mas também no que se refere à totalidade da cadeia de suprimento, desde o produtor até o consumidor final – plantas de geração de energia, refinarias, plataformas *offshore*, terminais, portos, oleodutos, linhas de transmissão e distribuição, esferas, tanques, subestações, etc. Quanto à infraestrutura e às cadeias de suprimento, essas foram concebidas décadas atrás, sem a ênfase na segurança que teriam caso fossem projetadas na atualidade, deste modo, as vulnerabilidades dessa extensiva infraestrutura vão desde ataques abertamente hostis a pequenos eventos que podem levar a um apagão generalizado.

A cada dia, o comércio de energia torna-se mais global e assegurar sua continuidade requer colaboração adicional tanto de produtores quanto de consumidores. Pontos críticos de estrangulamento nas rotas marítimas criam determinadas vulnerabilidades para o transporte de petróleo, derivados e GNL, na ocorrência de acidentes, ataques terroristas e conflitos militares. A Figura 11 mostra os sete pontos críticos mais relevantes.



Fonte: DOE

Figura 11 – Os sete pontos críticos mais relevantes

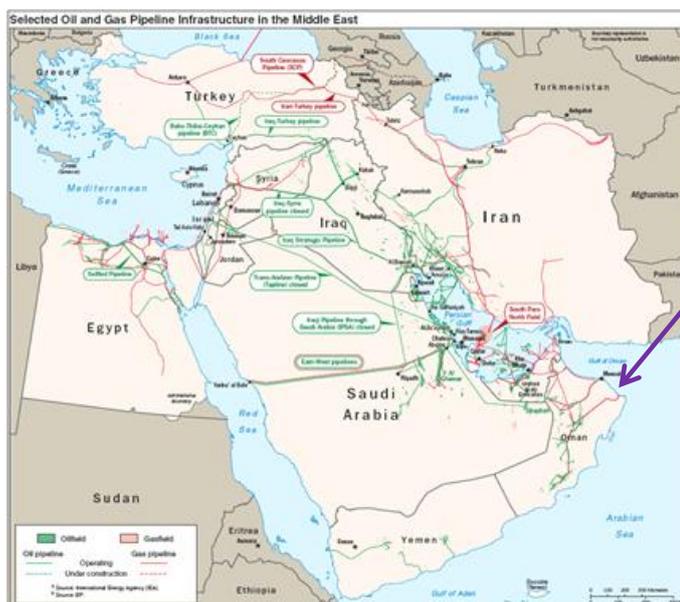
A título de exemplo cita-se o ponto crítico mais conhecido, o Estreito de Hormuz, que separa o Golfo Pérsico do Oceano Índico (localizado em uma região que compreende mais de um quarto da produção mundial de petróleo), ilustrado pela Figura 12.

Em 2014, ofensivas militares e o recrudescimento das relações diplomáticas foram noticiados em outro ponto crítico: o Estreito de Bósforo (Figura 13), com pouco mais de 30 quilômetros de comprimento, 3 quilômetros de largura em sua parte mais larga e 800 metros em sua parte mais estreita. Esse estreito conecta o Mar Negro ao Mar de Marmara e ao Mediterrâneo. Todos os dias, mais de 3 milhões de barris de petróleo provenientes da Rússia e da Ásia Central passam exatamente pelo centro de Istanbul.

Recentemente, um novo risco tem sido revelado. Os mares mais abertos – espaços geográficos mundialmente não governados – têm se tornado mais perigosos. A área em torno do Chifre da África – o Golfo de Aden, o qual dá acesso ao estreito de Bab el-Mandeb, além

das águas ocidentais do Oceano Índico, sul da Península Arábica – tem se tornado uma arena de pirataria proveniente da Somália e países vizinhos. Com isso, há o surgimento da denominada “radicalização da pirataria”, com aumento da cooperação entre piratas e grupos terroristas. Usando embarcações de grande porte, os piratas operam a milhares de milhas náuticas de suas bases em terra. As forças navais da Europa, Estados Unidos, Rússia, China e Índia estão atuando nessas águas, visando repelir e deter ataques de piratas.

Devido ao fato de essas águas serem a principal rota para navios de petróleo e de GNL do Golfo da Pérsia para a Europa e América do Norte, e da proximidade do Golfo a elas, esses surtos de pirataria adicionam mais um componente para as preocupações com segurança na região, que possui metade das reservas de petróleo provadas do mundo.



Fonte: DOE

Figura 12 – Estreito de Hormuz



Fonte: DOE

Figura 13 – Estreito de Bósforo

2.6 Estudos precedentes

Relatório “Estudo sobre Estoques Estratégicos de Combustíveis”

Em decorrência da publicação da Lei nº 8.176/1991 e do Decreto nº 238/1991, o CNPE considerou como pertinente avaliar a necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante no País. Destarte, em 2001, a Resolução CNPE nº 07/2001 criou o CT-04 do CNPE, para desenvolver, entre outros, estudos sobre estoques estratégicos de combustíveis.

Em consequência, ao longo de 2002, com participação da Pontifícia Universidade Católica PUC-Rio e sob a coordenação da ANP, o CT-04 desenvolveu o “Estudo sobre Estoques Estratégicos de Combustíveis”, considerando, para tanto, a análise dos mercados de petróleo, GLP, QAV, gasolina A, óleo diesel A e óleo combustível. O estudo teve por base a relação entre o custo, para o País, do estoque estratégico e a perda econômica associada à falta de um determinado combustível, considerando cenários de contingências que poderiam afetar, de forma grave, a oferta interna ou externa desses produtos.

De início, faz-se necessário mencionar as diferenças de nomenclatura existentes no estudo do CT-04 com relação ao que estabelece a Lei nº 8.176/1991 e o Decreto nº 238/1991. No mencionado estudo, utiliza-se o termo “estratégico” tanto para petróleo quanto para combustíveis, enquanto que, na legislação citada, há clara distinção entre reserva estratégica e estoque de operação: o primeiro termo é aplicável somente a petróleo e etanol, enquanto o segundo se aplica apenas a combustíveis.

Isso posto, o estudo trouxe dois fatos importantes a serem considerados na formação de estoques de petróleo. O primeiro é que os eventos externos (acidentes, guerras e embargos dos países produtores de petróleo e derivados) não apresentaram risco de restrição e/ou interrupção no suprimento no período de estudo, de 50 (cinquenta) anos, mas apenas oscilações no preço. O segundo é que, já naquela época, o País apresentava elevação significativa de sua produção de petróleo, a qual apontava para um volume maior do que o consumo equivalente em derivados. Postulou-se que países autossuficientes fazem estoques somente para controlar o mercado internacional, não sendo este o objetivo da formação de reservas estratégicas nos termos da Lei nº 8.176/1991 e do Decreto nº 238/1991.

Com base nos resultados do mencionado estudo, apresentados em outubro daquele ano, o CT-04 decidiu recomendar ao CNPE que não fossem constituídos estoques estratégicos para petróleo GLP, QAV, gasolina A, óleo diesel A e óleo combustível. De acordo com a nomenclatura estabelecida pela Lei nº 8.176/1991 e o Decreto nº 238/1991, tal decisão compreende tanto reserva estratégica quanto estoques de operação.

Nota Técnica ANP nº 010, de 1999

Em novembro de 1999, a Superintendência de Estudos Estratégicos da então denominada Agência Nacional do Petróleo elaborou a Nota Técnica nº 010, denominada “Sugestões de Posicionamento da ANP Sobre a Questão dos Estoques Estratégicos de Combustíveis”. Na ocasião, foram analisados: petróleo bruto, óleo diesel, GLP e nafta petroquímica.

Além de sugestões de posicionamento, a Nota Técnica ANP nº 010/1999 apresentou um relato sobre a experiência internacional. O documento cita, com as devidas ressalvas, o fato de vários países possuírem estoques estratégicos (reservas estratégicas), como os países da AIE (que, na ocasião, eram os mesmos da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico).

O documento incentiva uma reflexão que transcende as questões jurídicas. Relata as contingências que levavam os países a advogarem a redução de estoques estratégicos e seus derivados. Além disso, alerta para pontos básicos a serem considerados: (i) que os países do G-7 respondiam por 50% da demanda mundial de petróleo e derivados; (ii) que os países em desenvolvimento não possuíam estoques estratégicos, principalmente em função de seus elevados custos de implantação e manutenção; (iii) que os contratos de concessão de exploração e produção (E&P) no Brasil autorizam os agentes a exportarem sua produção, salvo em caso de emergência declarada por Decreto Presidencial; (iv) que os países que revelavam alta preocupação com a matéria possuíam alta dependência externa do petróleo; e (v) que análises de risco deveriam levar em conta a probabilidade de ocorrência do evento, suas consequências diretas e indiretas, bem como a capacidade de suportar tais consequências.

À época da elaboração da Nota Técnica da ANP nº 010/1999, as necessidades de petróleo importado do Brasil correspondiam a apenas 1,1% do total exportado no mundo. Foi relatado, como contraposição à ideia de que os estoques poderiam garantir o abastecimento interno, que a probabilidade de ocorrência de ruptura de fornecimento de longa duração era baixa, dada a dependência recíproca entre exportadores e importadores. Ponderou-se que a maior parte das receitas de países exportadores era proveniente da venda de petróleo, o que tornava a disponibilidade do produto indubitável no horizonte dos estoques estratégicos.

Foi lembrado que a aquisição, nos termos da Lei nº 8.176/1991, deveria ser realizada pela União. Assim, à época, a compra e a venda públicas dos produtos pela Lei nº 8.666/1993 e sua movimentação foram consideradas óbices.

Por fim, a citada nota técnica afirma que a manutenção de nível adequado de estoques operacionais de petróleo e seus derivados, por parte de seus refinadores, companhias distribuidoras e seus importadores, poderia reduzir sobremaneira os riscos de ruptura de fornecimento desses produtos.

Relatório “Reserva Estratégica e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis” de dezembro de 2013

Esse relatório apresentou análises, conclusões e recomendações elaboradas em 2013, entre os meses de outubro e novembro, pelo Grupo de Trabalho criado para tratar do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis, o qual, posteriormente, veio a ser oficializado pela Portaria MME nº 250/2014 (GT).

Tendo como ponto de partida de suas análises os requisitos estabelecidos pela Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, pelo Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991 e pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o Grupo de Trabalho estudou referências internacionais, observando históricos e tendências relacionados à oferta/demanda mundial e nacional de etanol carburante, petróleos e seus derivados.

Em face do prazo exíguo estabelecido para os estudos, foi adotada metodologia de AQR para identificar riscos (oportunidades e ameaças) atuais e futuros ao objetivo em foco,

traduzido pela disponibilidade dos produtos, quer seja petróleo (produzido ou importado) para o refino nacional, etanol ou combustíveis básicos para o abastecimento do mercado brasileiro.

De acordo com a metodologia adotada, foram atribuídas probabilidades de ocorrência aos riscos, descrevendo-se, também, o impacto desses riscos, quando efetivados, sobre o objetivo.

Com relação à análise dos estoques de operação de combustíveis, foi considerado o trabalho coordenado pela Superintendência de Abastecimento da ANP (ANP/SAB), do GFL, realizado entre o segundo semestre de 2012 e o primeiro semestre de 2013. Com efeito, naquele relatório, demonstrou-se como os resultados e recomendações produzidos pelo GFL se alinham ao atendimento da citada legislação, inclusive com a proposição de um instrumento regulatório específico, materializado na Resolução ANP nº 45, de 22 de novembro de 2013.

O relatório trouxe as seguintes conclusões e recomendações:

Conclui-se que:

- a) *não é necessária a formação de reserva estratégica de petróleo e etanol no Brasil;*
- b) *é necessária a formação de estoques de operação para óleo diesel A e gasolina A, por meio de regulamentação da ANP, conforme Resolução ANP nº 45/2013;*
- c) *as indicações da Análise Qualitativa de Riscos apontam baixa relevância para risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento de petróleo (produzido ou importado)*
- d) *o Brasil consolidará, nos próximos 10 anos, a sua posição de exportador líquido de petróleo; e*
- e) *a capacidade de produção de etanol total é suficiente para garantir o abastecimento do mercado de etanol anidro nos próximos 10 anos.*

Recomenda-se:

- a) *formalizar GT para realizar, anualmente, estudos acerca da necessidade e formação de reservas estratégicas e de estoques de operação a serem apresentados ao CNPE;*
- b) *revisar os atos normativos no sentido de atualizar procedimentos, conceitos e terminologias, conforme legislação vigente (em especial, o Decreto nº 238/1991);*
- c) *em 2014, avaliar a necessidade de regulamentação de estoques de operação para os demais combustíveis; e*
- d) *elaborar relatórios periódicos dos eventos que resultarem em restrição e/ou interrupção de produção nacional de petróleo e abastecimento de combustíveis.*

Relatório “Reserva Estratégica e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis” de dezembro de 2014

Foram iniciadas atividades referentes a uma análise quantitativa dos riscos, com objetivo de mensurar os custos de formação de reservas estratégicas vis-à-vis possíveis impactos na economia nacional em eventual indisponibilidade de petróleo e de etanol

carburante. Como resultado parcial desse trabalho, o estudo apresentou a definição de modelagem econômica de estimativa para os custos de formação de reservas estratégicas.

A metodologia de Análise Qualitativa de Riscos (AQR) foi novamente adotada para identificar riscos (oportunidades e ameaças) atuais e futuros ao objetivo em foco, traduzido pela disponibilidade dos produtos, quer seja petróleo (produzido ou importado) para o refino nacional, etanol carburante ou combustíveis básicos para o abastecimento do mercado brasileiro. De acordo com a metodologia adotada, foram atribuídas probabilidades de ocorrência aos riscos, descrevendo-se, também, o impacto desses riscos, quando efetivados, sobre o objetivo. A conclusão foi de baixo risco de graves interrupções no abastecimento de petróleo e etanol.

Com relação à análise dos estoques de operação de combustíveis, foi considerado o trabalho do GFL coordenado pela Superintendência de Abastecimento da ANP (ANP/SAB), que já havia definido os estoques mínimos de operação para gasolina A e óleo diesel em 2013, por meio da Resolução ANP nº 45, de 22 de novembro de 2013. Durante o ano de 2014, foram abordados os combustíveis gás liquefeito de petróleo (GLP) e querosene de aviação (QAV), com a realização de consultas e audiências públicas promovidas pela Agência. O estudo concluiu que os resultados e recomendações produzidos pelo GFL se alinham ao atendimento da legislação que trata do SINEC.

O Relatório Trouxe as seguintes conclusões e recomendações:

Conclui-se que:

- a) continua não sendo necessária a formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante no Brasil;*
- b) os estoques de operação de combustíveis contribuem para mitigar eventuais falhas de logística e de infraestrutura;*
- c) a Análise Qualitativa de Risco (AQR) apontou baixa relevância para risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento de petróleo (produzido ou importado);*
- d) o Brasil se consolidará como exportador líquido de petróleo nos próximos 10 anos (PDE 2023); e*
- e) há garantia de abastecimento do mercado de etanol anidro nos próximos 10 anos (PDE 2023).*

Recomenda-se:

- a) concluir a revisão dos atos normativos no sentido de atualizar procedimentos, conceitos e terminologias, conforme legislação vigente;*
- b) concluir a implementação de estoques de operação de derivados (GLP e QAV) e avaliar os fluxos logísticos de OC para geração termelétrica;*
- c) concluir os trabalhos da Força Tarefa para avaliação quantitativa dos riscos; e*
- d) implantar sistemática para emissão de relatórios periódicos dos eventos que resultarem em restrição e/ou interrupção de produção nacional de petróleo e abastecimento de combustíveis.*

3 Reservas estratégicas

O objetivo deste capítulo consiste em apresentar um conjunto de informações acerca da formação de reservas estratégicas de petróleo e de etanol carburante, tendo como base a definição legal de “reserva estratégica” no País. Com efeito, o Decreto nº 238/1991 estabelece que a reserva estratégica destina-se a assegurar o suprimento de petróleo e de álcool para fins carburantes quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave a oferta interna ou externa desses produtos.

3.1 Petróleo

Existe uma quantidade considerável de referências bibliográficas que tratam de reservas estratégicas para petróleo, uma vez que este insumo representa cerca de 41% do consumo energético primário mundial⁵.

Com o intuito de embasar o desenvolvimento deste documento, apresenta-se a seguir um breve histórico de eventos que implicaram choques de oferta de petróleo e seus derivados, em nível mundial e nacional, bem como o tratamento dado a este tema por diversos países.

3.1.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de petróleo

Com o objetivo de identificar os eventos cuja criticidade seja capaz de causar deficiência na oferta de petróleo, procedeu-se sua divisão em dois grupos: de natureza externa e interna. Entre os eventos de natureza externa estão, por exemplo, eventos climáticos, guerras, embargos ocorridos fora do país. Entre os de natureza interna, é possível citar greves de petroleiros, conflitos internos, falhas na malha logística de suprimento de petróleo ou combustíveis.

3.1.1.1 Eventos críticos externos

Com base nessas considerações, foi realizada uma busca de eventos ocorridos no mundo (eventos externos), de modo a se verificar sua criticidade com relação ao Brasil. A partir dos dados já tabulados no “Estudo sobre Estoques Estratégicos de Combustíveis” elaborado por ANP e PUC-Rio em 2002, foi possível obter alguns dados indisponíveis à época e complementar a lista de eventos. Na

Tabela 1, pode-se visualizar com mais detalhe cada evento, considerando apenas os que resultaram em deficiência média na oferta de petróleo superior a um milhão de barris por dia, apresentando duração do evento, deficiência média, produção mundial à época e relação deficiência/produção.

Tabela 1 – Deficiências no fornecimento de petróleo desde 1956

Data	Motivo	Duração (meses)	milhões bpd		Deficiência / Produção (%)
			Deficiência média no fornecimento	Produção petrolífera mundial	
nov/56 - mar/57	Guerra de Suez	4	2,0	nd	nd
jun/67 - ago/67	Guerra dos 6 dias	2	2,0	37,11	5,4
mai/70 - jan/71	Controvérsia no preço do petróleo na Líbia; dano em Tapline	9	1,3	48,06	2,7
out/73 - mar/74	Guerra do Yom Kippur (Guerra Árabe-Israelense de 1973)	6	2,6	58,54	4,4
nov/78 - abr/79	Revolução iraniana	6	3,5	64,70	5,4
out/80 - dez/80	Guerra entre Irã e Iraque	3	3,3	62,96	5,2
ago/90 - out/90	Invasão do Iraque no Kuwait; operação <i>Sandstorm</i>	3	4,6	65,38	7,0
abr/99 - mar/00	OPEP corta produção de petróleo para aumentar os preços	12	3,3	73,62	4,5
jun/01 - jul/01	Suspensão da exportação de petróleo iraquiano	2	2,1	75,20	2,8
dez/02 - mar/03	Greve na Venezuela	4	2,6	76,26	3,4
mar/03 - dez/03	Guerra no Iraque	10	2,3	77,57	3,0
ago/05 - set/05	Furacão Katrina	2	1,5	82,01	1,8
mar/11 - fev/12	Guerra civil na Líbia	12	1,2	82,49	1,5
mar/13 - dias atuais	Guerra civil na Líbia	21*	1,0	93,2*	1,2

* Considerado para efeito de cálculo, situação em: dez/2014

Fonte: Agência Internacional de Energia, *BP statistical review e OPEP*.

Observa-se que, em 59 anos (de 1956 a 2014), foram registradas 13 ocorrências com déficit superior a 1 milhão bpd, sendo 8 relativas a conflitos armados. Nesse período, a média de duração de eventos com interrupção no fornecimento foi um pouco inferior a 6 meses (valor mais frequente de 2 meses), sendo que a deficiência média na oferta de petróleo foi de 2,5 milhões bpd.

É importante registrar que, em julho de 2012, o Conselho de Segurança das Nações Unidas decidiu reforçar as sanções econômicas contra o Irã, incluindo o embargo à aquisição de petróleo por países-membros da União Europeia, ato que teve como efeito a redução na produção de petróleo daquele país em 0,9 Mbpd, em média, até setembro de 2015. Este valor não consta na tabela, uma vez que não alcança o corte estabelecido.

O Gráfico 5 sintetiza a frequência de eventos classificada em função da duração da interrupção.

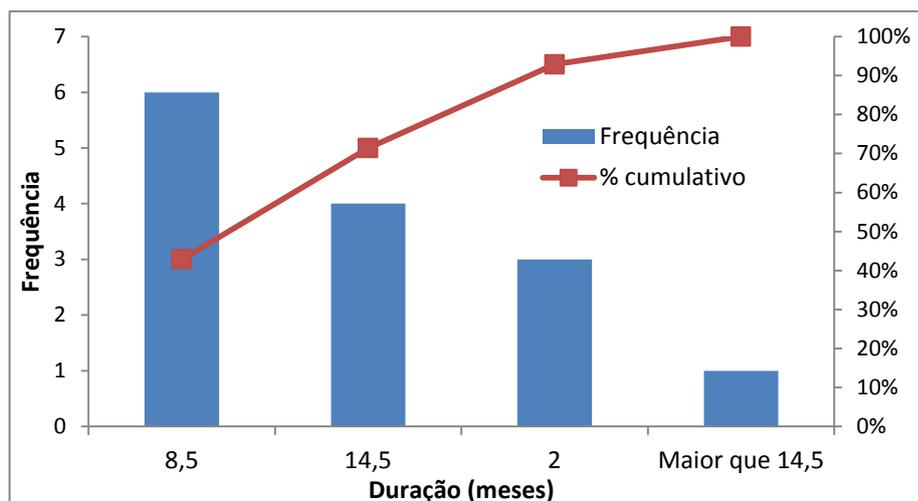


Gráfico 5 – Frequência de eventos classificados pelo tempo de interrupção

Em termos probabilísticos, há 95% de probabilidade de os eventos serem de duração inferior a 10 meses. O máximo registrado nos dados históricos em termos de duração é a Guerra Civil na Líbia. Porém registre-se que os eventos de maior duração não foram os de maior deficiência na produção.ⁱⁱ

No tocante à deficiência média de fornecimento, comparando-se os valores de cada interrupção com a produção mundial de petróleo à época, constata-se que a maioria desses eventos não afetou a oferta potencial de petróleo. O maior impacto na oferta foi de 4,6 milhões de barris por dia, no período de agosto a outubro de 1990 (Guerra do Golfo). O gráfico abaixo estabelece faixas de deficiência média no fornecimento em volumes diários e os classifica em função de suas frequências.

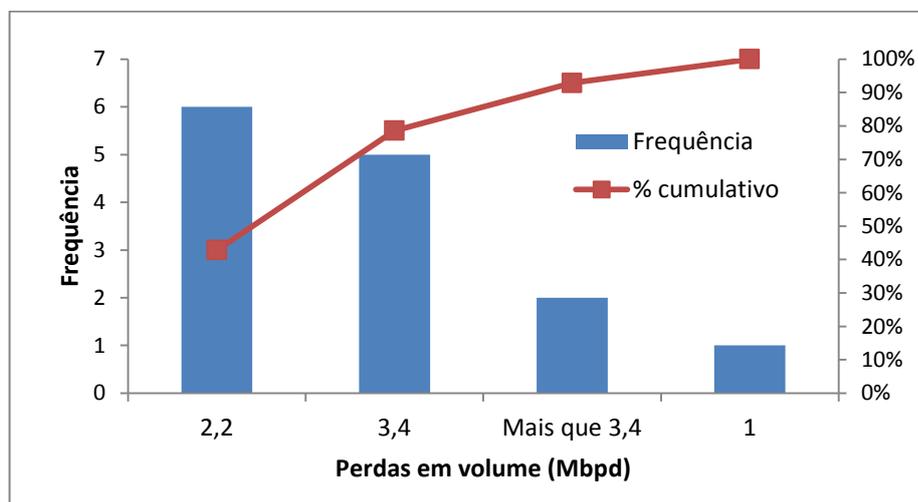


Gráfico 6 – Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em volumes diários em volumes diários

É possível constatar que mais de 90% dos eventos situa-se abaixo de 3,5 milhões bpd. Esse valor, em termos atuais, representa em torno de 4% da produção mundial de petróleo. É possível concluir, pelos históricos, que a deficiência máxima na produção de petróleo

ⁱⁱ Aplicada a distribuição t de Student.

registrada foi de 4,6 milhões bpd. Isso equivale a, aproximadamente, 5% da produção mundial atual, com uma ocorrência em 59 anos.

Entretanto, torna-se necessária uma análise acerca da perda de produção relativa. Isso porque a produção mundial ao longo da série analisada variou, crescendo dos 37,11 milhões de bpd até os atuais 96,5 milhões bpd ⁶. Assim, o gráfico abaixo resume a frequência dos eventos críticos classificados pela sua magnitude em relação à produção mundial da época em que ocorreu.

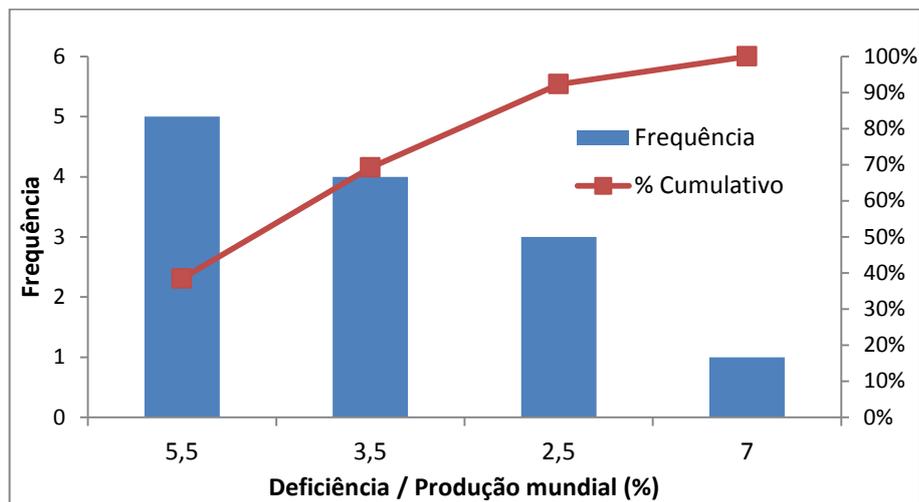


Gráfico 7 - Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em relação à produção mundial

Avaliando-se o aspecto probabilístico, e considerando essa amostragem, pode-se dizer que há 95% de chances de que um novo evento esteja abaixo de 4,58 % da produção mundial de petróleo.

3.1.1.2 Eventos críticos internos

O estudo de 2002 apurou que, no período de 1986 a 2001, os maiores impactos decorrentes de eventos internos no Brasil ocorreram nos anos de 1991, 1994 e 1995, todos por motivo de greve, com a perda do correspondente a 2,8%, 2,6% e 5,1% da produção potencial de petróleo, respectivamente. O referido relatório destaca que, mesmo durante esses eventos, não houve problema de abastecimento no País. A

Tabela 2 apresenta os volumes apurados à época.

Tabela 2 – Contingências internas e impactos sobre oferta, entre 1986 e 2001

Ano	m ³					Perda/ Produção (%)
	Produção efetiva	Greve	Segurança operacional	Unidade de produção adjacente	Perdas totais	
1986	34.437.185	-	60.863	-	60.863	0,2%
1987	34.250.880	-	55.415	-	55.415	0,2%
1988	33.485.217	-	162.464	204.663	367.127	1,1%
1989	35.794.460	-	46.049	-	46.049	0,1%
1990	37.929.261	-	132.034	-	132.034	0,3%
1991	37.528.737	1.030.285	45.710	-	1.075.995	2,8%
1992	37.898.766	22	13.330	-	13.352	0,0%
1993	38.780.007	-	61.556	-	61.556	0,2%
1994	40.204.093	1.036.585	54.985	-	1.088.570	2,6%
1995	41.557.805	2.220.497	19.673	-	2.240.170	5,1%
1996	46.948.146	-	42.739	-	42.739	0,1%
1997	50.444.744	-	33.168	-	33.168	0,1%
1998	58.276.979	-	36.000	-	36.000	0,1%
1999	65.678.723	5	76.730	-	76.735	0,1%
2000	73.738.397	-	205.766	-	205.766	0,3%
2001	77.525.594	20.478	592.275	-	612.753	0,8%

Fonte: ANP

Para o período de 2002 a 2014, também não houve nenhum evento que representasse interrupção e/ou restrição relevantes no suprimento de petróleo, conforme demonstra a Tabela 3, produzida pela Petrobras.

Tabela 3 – Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002

Ano	m ³					Perda/ Produção (%)
	Produção efetiva	Greve	Segurança operacional	Unidade de produção adjacente	Perdas totais	
2002	87.048.925	20.478	697.029	910.862	1.628.369	1,9%
2003	89.374.002	34	607.027	334.718	941.778	1,1%
2004	86.855.308	-	290.087	257.558	547.645	0,6%
2005	97.726.462	389	142.007	245.157	387.553	0,4%
2006	103.156.455	104	102.293	277.746	380.143	0,4%
2007	103.995.310	-	86.129	85.331	171.460	0,2%
2008	107.921.343	33.872	107.685	135.394	276.951	0,3%
2009	114.367.061	15.960	714.057	138.246	868.263	0,8%
2010	116.303.053	71	906.422	255.723	1.162.216	1,0%
2011	117.324.777	2.289	988.187	264.800	1.255.277	1,1%
2012	115.220.109	73	223.863	366.282	590.218	0,5%
2013	112.080.032	24.982	138.935	207.788	371.704	0,3%
2014	118.055.788	937	152.530	82.880	236.347	0,2%

Fonte: Petrobras

O Gráfico 8 resume a frequência e a magnitude dos eventos críticos internos.

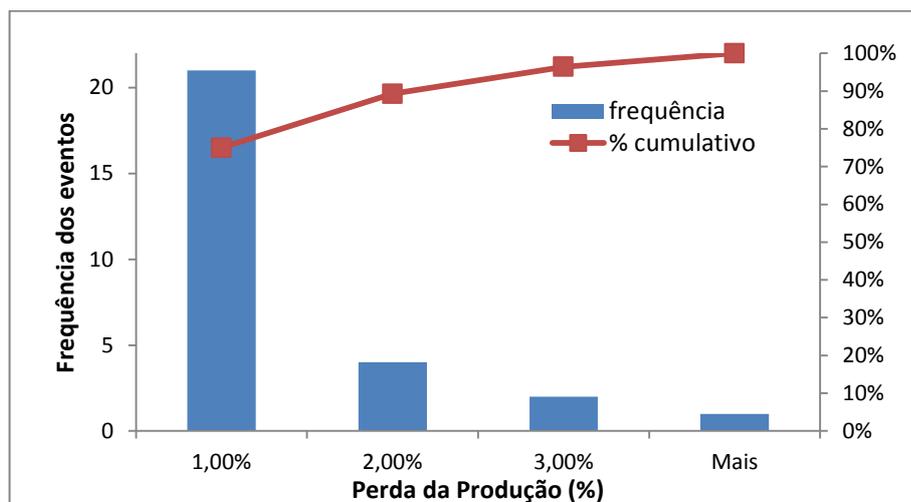


Gráfico 8 – Frequência e magnitude dos eventos críticos internos

Mais de 95% dos eventos estão na faixa de até 3% de perda de produção. Esse histórico permite avaliar que não há registro de eventos críticos internos que resultem em perdas significativas de produção do petróleo nacional. Considerando o conjunto de dados registrados, a probabilidade de 95% de, na ocorrência de eventos críticos internos, sua perda efetiva de produção ser de até 1,14 %. Os eventos acima desse limite podem ser classificados como de baixa probabilidade.

3.1.2 Reserva estratégica de petróleo no mundo

A formação de reserva estratégica de petróleo constitui um tema importante para a soberania das nações e depende de fatores diversos. Esse item expõe as políticas adotadas pelas maiores economias mundiais para o tratamento desse assunto.

3.1.2.1 Países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), da Agência Internacional de Energia (AIE) e União Europeia (UE)

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é uma entidade internacional, composta por 34 países, que procura fornecer uma plataforma para comparar políticas econômicas, solucionar problemas comuns e coordenar políticas domésticas e internacionais.

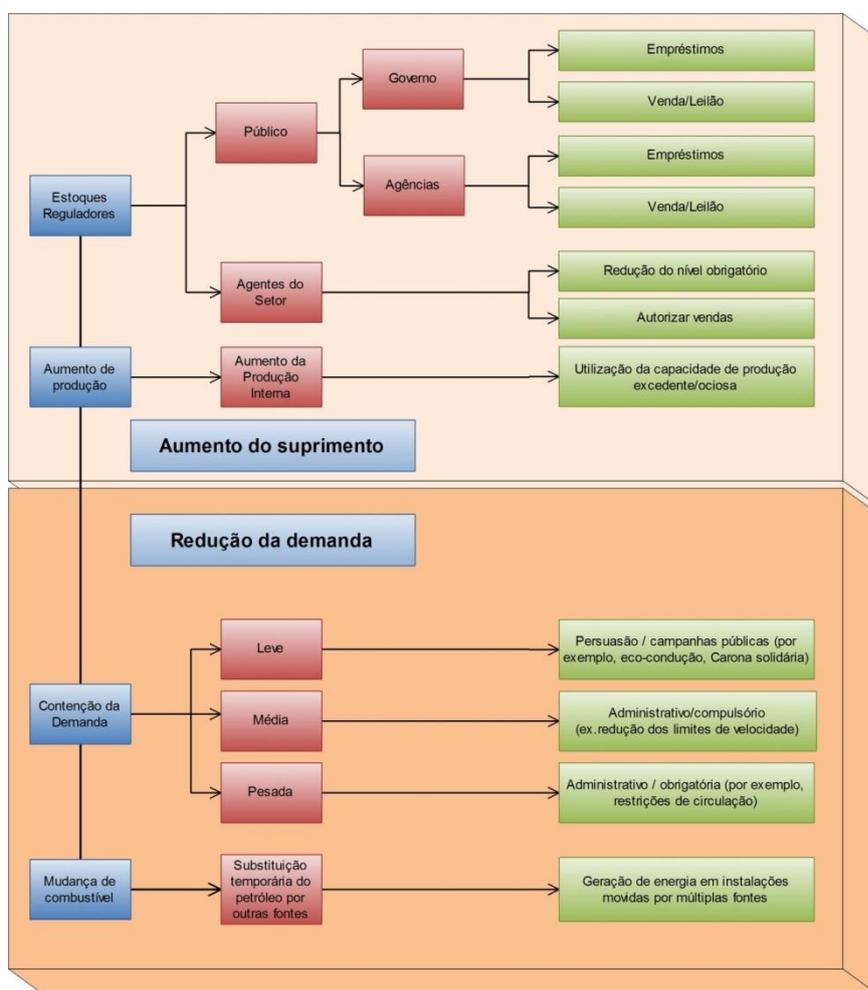
A OCDE teve origem em 1948, com a denominação de Organização Europeia para a Cooperação Econômica (OECE), para ajudar a gerir o Plano Marshall, cujo objetivo principal era a reconstrução da Europa pós-Segunda Guerra Mundial. Posteriormente, a sua filiação foi estendida a Estados não-europeus. Em 1961, a Convenção sobre a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico reformou a OECE e deu lugar à OCDE.

Trata-se de um fórum para enfrentamento dos desafios econômicos, sociais e ambientais da globalização. A OCDE concentra seus esforços para compreender e ajudar os

emergências da AIE se concentra em aliviar, no curto prazo, as consequências das restrições e/ou interrupções no fornecimento de petróleo.

O sistema de respostas foi inicialmente dimensionado para atuar de forma efetiva em eventos que provoquem uma redução de 7% ou mais na oferta mundial de petróleo e derivados. Atualmente, dada a peculiaridade dos eventos recentes para os quais a AIE teve que atuar, foram estabelecidas medidas de flexibilização para acionamento das reservas estratégicas.

Segundo a AIE, essa ferramenta não tem por finalidade a gestão de preços ou questões de fornecimento de longo prazo, que são geridas mais eficazmente por meio de outras políticas que incentivam, por exemplo, a redução de importação de petróleo, a economia de energia, a diversificação ou pesquisa, desenvolvimento e investimento em tecnologias de energia alternativa.



Fonte: AIE. Elaboração: MME.

Figura 15 – Sistema de resposta a emergências da AIE

Os países-membros da AIE assumem compromisso de manutenção de estoques equivalentes a 90 dias de suas respectivas importações líquidas. O cálculo é baseado na média das importações líquidas diárias do ano civil anterior. Esse conceito abrange o petróleo, LGN e produtos refinados, com exceção da nafta e de volumes utilizados como combustível para navegação de longo curso (*bunker*).

Esse compromisso pode ser cumprido por meio da contabilização de volumes exclusivamente para fins de emergência e para uso comercial ou operacional, incluindo os

retidos nas refinarias, nas instalações portuárias e em navios nos portos⁷. A obrigação especifica vários tipos de estoques que não podem ser considerados: militares, navios em alto mar, tubulações, estações de serviço ou montantes armazenados por consumidores finais (estoques terciários). Também não inclui o petróleo ainda não produzido.

É facultado aos países-membros organizarem-se para armazenar os energéticos fora das suas fronteiras nacionais e incluir instalações para atender sua exigência mínima. Esta opção é particularmente importante para os países em que as restrições de capacidade de armazenamento e logística de abastecimento fazem com que o armazenamento interno seja insuficiente. Para exercer esta faculdade e contar as ações realizadas no exterior para cumprir com a obrigação, os governos envolvidos devem assinar acordos bilaterais, garantindo o acesso incondicional às instalações em caso de emergência.

Ao fiscalizar a conformidade de um país com sua obrigação de estoque, a AIE aplica uma dedução de 10% de seus estoques totais, incluindo a armazenagem realizada sob acordos bilaterais, por considerá-los tecnicamente indisponíveis (fundos de tanques).

No modelo estabelecido pela AIE, três de seus países-membros (Canadá, Dinamarca e Noruega), por serem exportadores líquidos de petróleo, não são obrigados a manter estoques. Entretanto, esses países possuem volumes consideráveis de estoques com propósitos diversos, tais como os usos comercial, operacional, militar e acordos bilaterais com outras nações.

A UE trata a questão por meio da *Council Directive 2009/119/UE*, de 14 de setembro de 2009, que obriga os Estados-Membros a manterem um nível mínimo de reservas de petróleo e/ou derivados. Nos termos dessa diretiva, o seu art. 3º, inciso 1, estabelece:

[...]

Artigo 3º

Reservas de segurança — Cálculo das obrigações de armazenagem

1. Os Estados Membros tomam todas as disposições legislativas, regulamentares ou administrativas adequadas para assegurar, o mais tardar em 31 de Dezembro de 2012, a manutenção por sua conta, no território da Comunidade e de forma permanente, de um nível total de reservas de petróleo equivalente, no mínimo, à maior das quantidades representada quer por 90 dias de importações líquidas diárias médias quer por 61 dias de consumo interno diário médio. (grifos nossos)

[...]

O critério é aparentemente mais rigoroso. Contudo, a metodologia adotada pela UE considera volumes de estoques desprezados na contabilidade da AIE, tais como fundos de tanques ou reservatórios. Isso denota uma base de cálculo mais ampla, que resulta em maiores volumes apurados.

3.1.2.2 Países dos BRICS (Rússia, Índia, China e África do Sul)⁸

Rússia

Não foi identificado nenhum registro de que a Rússia possua reserva estratégica de petróleo. Cabe destacar que há informações sobre utilização de estoques na Rússia para usos diversos – militar e operacional, por exemplo.

Índia⁹

A indústria de petróleo indiana apresenta uma situação bastante peculiar. O país é, simultaneamente, importador líquido de petróleo, com produção da ordem de 900 mil bpd, e exportador líquido de derivados, com saldo de balança comercial superior a 800 mil bpd.

O Governo da Índia decidiu fixar formação de reservas estratégicas de petróleo no volume de 5 milhões de toneladas de petróleo – equivalente a pouco mais de 38 milhões de barris – em três locações distintas: Visakhapatnam, Mangalore e Padur. De acordo com a Companhia Indiana de Reservas Estratégicas de Petróleo (ISPRL), entidade responsável pela construção e manutenção dessas reservas, esse valor não inclui os estoques de operação e tem como objetivo servir como uma “almofada” em resposta às restrições e/ou interrupções externas no fornecimento.

A capacidade de tancagem projetada para formação das reservas estratégicas de petróleo indianas representa 11 dias da importação líquida de petróleo, uma vez que, no ano de 2014, a Índia importou 3,8 milhões bpd de petróleo. A técnica para armazenamento escolhida é a utilização de cavernas rochosas, dispostas em locações acessíveis ao refino. A expectativa de conclusão do projeto é para o final de 2015.

Existe, ainda em fase de projeto, a proposta de uma segunda fase da reserva estratégica de petróleo, para expandir essa capacidade de armazenamento em 12,5 milhões de toneladas, equivalente a 95 milhões de barris, dividida em quatro locações.

China¹⁰

A China é um importante produtor de petróleo mundial, com produção superior a 4,2 milhões bpd em 2014. Entretanto, devido a um forte crescimento econômico, a demanda chinesa por petróleo e derivados saltou de 4,7 milhões bpd, em 2000, para 11,1 milhões bpd, em 2014. Com esse consumo expressivo, apesar de ser a quinta maior produtora mundial, a China é importadora líquida de petróleo desde 1993, majoritariamente do Oriente Médio.

Diante de seu cenário energético, desde 2001, a China estabeleceu um sistema de estoque estratégico de petróleo com objetivo de elevar sua segurança energética, denominado Centro de Reserva de Petróleo Nacional (NORC). A primeira fase desse sistema, concluída em meados de 2009, disponibilizou quatro unidades com capacidade de 103 milhões de barris. A segunda fase, que deve ser concluída em 2015, conta com dez estações e capacidade de 244 milhões de barris. O projeto prevê uma terceira fase, com expectativa de atingir capacidade de armazenamento total de 500 milhões de barris no ano de 2020.

O acionamento do sistema ocorre quando o mercado de petróleo está sujeito a mudanças significativas ou incidentes imprevistos, sendo iniciado pela Administração Nacional de Energia (NEA), que propõe ao Conselho de Estado um plano para liberar as reservas de petróleo de emergência. Depois da aprovação do Conselho de Estado, o NEA realiza as ações aprovadas em cooperação com outras partes interessadas, como a Comissão de Reforma e Desenvolvimento Nacional (NDRC), os ministérios relacionados e as Companhias de Petróleo Nacionais (NOCs).

Embora a informação sobre a reserva estratégica de petróleo chinesa seja escassa, os dados apurados pela AIE sugerem que os volumes acumulados pelos chineses ao longo de

2015 são superiores aos valores relatados pela China OGPⁱⁱⁱ, que abrange variações nos estoques comerciais. Segundo a AIE, as importações líquidas de petróleo da China atingiram níveis recorde superiores a 7 milhões bpd, o que, juntamente com um aumento da produção local, tem visto a oferta de petróleo bruto superar a demanda doméstica. Ao contabilizar as variações de estoque declaradas pela China OGP, os dados sugerem que a China acumulou reservas estratégicas em 2015, até o mês de julho, 116 milhões de barris de petróleo.

África do Sul¹¹

A economia da sul-africana depende da disponibilidade de energia para o crescimento da economia e o desenvolvimento. Em 2014, a economia sul-africana consumiu 607 mil bpd de petróleo, com 90% do setor de transportes dependente de combustíveis líquidos. O setor de petróleo é um importante componente do PIB e as restrições e/ou interrupções no fornecimento de produtos de petróleo frequentemente resultam em perdas econômicas.

Segundo o Departamento de Energia sul-africano, a perda econômica diária estimada devido à falta de combustíveis seria, em Rands, de R 925 milhões em valores de 2005 (US\$ 145 milhões, equivalente a cerca de 10% do PIB diário sul-africano à época). Isso levanta uma questão fundamental sobre o papel do governo para colocar em prática uma política estratégica global, de longo prazo, com ações que permitam ao país a continuidade de abastecimento de combustíveis líquidos, caso ocorram restrições, interrupções ou catástrofes.

O Fundo Estratégico de Combustíveis (SFF) é uma subsidiária do Fundo Central de Energia (CEF), o qual é estatal e custeia os estoques estratégicos. Foi estabelecido em 1965 para coordenar a aquisição e o gerenciamento de estoques estratégicos na África do Sul. Até início de 1990, enquanto foi encarregado das compras de todos os suprimentos de petróleo para a indústria sul-africana, o SFF implementou os estoques estratégicos e comerciais. A partir de 1994, passou a administrar os estoques estratégicos de petróleo do governo.

Há uma decisão do governo sul-africano pela manutenção de estoques correspondentes a 60 dias de importação líquida de petróleo e derivados. Adicionalmente, ao longo da cadeia de suprimento, os agentes devem manter estoques de derivados equivalentes a 14 dias de seus respectivos mercados.

O SFF possui como principal armazenamento de petróleo as instalações na Baía de Saldanha, maior instalação de seu tipo no mundo. É composta por seis tanques de armazenamento subterrâneo de concreto com capacidade combinada de 45 milhões de barris. Os tanques estão ligados por dutos a um terminal no porto de Saldanha.¹²

3.1.2.3 Comparação de políticas de reservas estratégicas conforme nível de dependência de petróleo

A Tabela 4 apresenta indicadores selecionados, referentes ao ano de 2012, e consolida a posição das principais economias mundiais no que se refere à formação de reservas estratégicas de petróleo. Juntos, os países abaixo listados representam, frente ao planeta, 60% da população, 80% da riqueza, 74% do consumo energético e 73% do consumo de petróleo. A

ⁱⁱⁱ China Oil, Gas and Petrochemicals.

ordem dos países segue o critério do tamanho da economia sob a ótica do Produto Interno Bruto (PIB), da maior para a menor.

Tabela 4 – Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo - REP (dados de 2012)

País	PIB (10 ⁶ US\$)	PIB per capita (US\$/hab)	Consumo energia (10 ⁶ tep)	Consumo petróleo ⁽¹⁾ (10 ⁶ bpd)	Exportador líquido? ⁽²⁾	Possui REP?
Estados Unidos	16.244.575	51.704	2.140,6	18,555	NÃO	SIM
China	8.221.015	6.071	2.894,3	10,221	NÃO	SIM
Japão	5.960.269	46.707	435,3	4,714	NÃO	SIM
Alemanha	3.429.519	41.866	312,5	2,358	NÃO	SIM
França	2.613.936	41.223	252,3	1,687	NÃO	SIM
Reino Unido	2.476.665	39.161	192,2	1,468	NÃO	SIM
Brasil	2.253.090	11.539	281,7	2,805	SIM	NÃO
Rússia	2.029.813	14.302	756,6	3,174	SIM	NÃO
Itália	2.014.078	33.115	158,8	1,345	NÃO	SIM
Índia	1.841.717	1.501	788,1	3,652	NÃO	SIM
Canadá	1.821.445	52.300	251,1	2,412	SIM	NÃO
Austrália	1.541.700	67.304	128,3	1,019	NÃO	SIM
Espanha	1.323.500	28.670	125,0	1,278	NÃO	SIM
México	1.177.398	10.059	188,4	2,074	NÃO	SIM
Coreia do Sul	1.129.536	22.589	263,4	2,458	NÃO	SIM
Indonésia	878.536	3.594	213,6	1,565	NÃO	NÃO
Turquia	788.299	10.527	116,9	0,685	NÃO	SIM
Holanda	770.867	46.011	78,6	0,933	NÃO	SIM
Arábia Saudita	711.050	24.524	200,3	2,935	SIM	NÃO
Suíça	631.183	78.881	25,6	0,238	NÃO	SIM
Noruega	499.633	99.170	29,2	0,247	SIM	NÃO
Dinamarca	314.889	56.426	17,3	0,160	SIM	NÃO

Fonte: AIE, Fundo Monetário Internacional e *BP Statistical Review*.

Notas:

⁽¹⁾ Considera combustível usado em voos internacionais e navegação de longo curso. Considera o equivalente em petróleo do consumo de etanol e biodiesel.

⁽²⁾ Considera exclusivamente petróleo e LGN.

Importante observar que países exportadores líquidos de petróleo não possuem reservas estratégicas (Canadá, Noruega e Dinamarca), porém, praticam políticas de controle da produção. No caso do Brasil, a perspectiva é que o País consolide sua posição de exportador líquido de petróleo no horizonte decenal.

Outro aspecto importante a se destacar diz respeito ao nível de dependência de um país frente a novos choques de petróleo. Um indicador da vulnerabilidade pode ser a participação de suas importações de petróleo no volume total de petróleo comercializado no mundo. Tal

critério já foi utilizado em análises anteriores da ANP, com o mesmo fito de avaliar a questão de reservas estratégicas brasileiras¹³.

No caso do Brasil, em 2014, o País importou 0,7% do petróleo comercializado no mundo, cuja movimentação atingiu 56,7 milhões bpd. Esse volume de importação responde por 18% da demanda das refinarias brasileiras. No entanto, esse montante serve essencialmente para ajuste do mix de petróleo para produção de óleos básicos lubrificantes e combustíveis. Cabe ainda destacar que as exportações de petróleo superam as importações. Portanto, é razoável considerar como baixa a vulnerabilidade do Brasil a choques internacionais de oferta de petróleo.

3.1.3 Cenário brasileiro

Nesta seção, são apresentados o contexto histórico e a evolução da produção de petróleo no Brasil, bem como suas previsões de produção ao longo do decênio 2015-2024. Apresentam-se, também, os investimentos vultosos necessários para que essas previsões se realizem. Por fim, aborda-se a evolução prevista das reservas provadas e o panorama e as perspectivas de dependência externa de petróleo no País.

O crescimento sustentável da produção de petróleo fundamentado no desenvolvimento tecnológico na área de Exploração e Produção (E&P) conferiu ao País, em 2006, o título de autossuficiente em petróleo. Em 2008, consolidou definitivamente sua condição de exportador líquido de petróleo. Para o horizonte de 2015 a 2024, as perspectivas otimistas de crescimento da produção, as quais indicam que o País manterá a condição de exportador, compõem um dos principais pilares para a análise da necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo no País.

3.1.3.1 Contexto histórico e evolução da produção de petróleo no Brasil

A indústria de petróleo no Brasil passou por grandes transformações desde seu advento, no final do século XIX¹⁴, quando consistia em uma atividade rudimentar, até as recentes descobertas do pré-sal, após sucessivo desbravamento de novas fronteiras exploratórias em terra e mar. O desenvolvimento de novas tecnologias para se produzir petróleo e gás natural teve papel fundamental nessa trajetória.

As explorações pioneiras no Brasil foram realizadas por empresas privadas. A entrada do Estado no setor petrolífero se deu por meio do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), que atuou de 1919 a 1933. Nesse período, foram desenvolvidos importantes levantamentos da estrutura geológica de bacias sedimentares e treinamentos de geólogos brasileiros. Por outro lado, foram realizadas poucas prospecções e perfurações, sem descobertas.

Até então, a Constituição de 1891 definia que o direito de propriedade se mantinha em toda a sua plenitude, salvo a desapropriação por necessidade ou utilidade pública, mediante indenização prévia. Assim, as minas pertenciam aos proprietários do solo. Em 1934, o governo transferiu a tarefa de incrementar as prospecções ao Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), que recebeu várias atribuições do SGMB. Naquele mesmo ano, a

nova Constituição e o Código de Minas^{iv} restabeleceram o princípio dominial, separando a propriedade do solo e do subsolo e reservando ao Estado os direitos sobre os recursos minerais do subsolo¹⁵. As atividades relacionadas ao petróleo foram declaradas de utilidade pública em 1938, e criava-se o Conselho Nacional de Petróleo (CNP)^v para coordenar as atividades nessa área, tendo como braço executor o DNPM.

A produção de petróleo em território brasileiro iniciou-se em 1939 com a descoberta do Campo de Lobato, que impulsionou atividade exploratória, embora sem resultados econômicos. A continuação das perfurações, com aprimoramentos nos levantamentos geológicos e geofísicos, resultou na descoberta do primeiro campo comercial em Candeias, em 1941.

Contudo, os esforços de pesquisa realizados de 1938 a 1945 foram insuficientes. A produção de petróleo continuava insignificante se comparada às necessidades de consumo de derivados. Como saldo positivo, as iniciativas^{vi} para transferência de conhecimentos permitiram formar o núcleo da indústria petroleira brasileira¹⁶.

Em 1953, impulsionado pela política nacionalista do Governo Vargas, foi instituído o monopólio estatal da pesquisa, lavra, refino e transporte de petróleo e seus derivados e criava-se a Petrobras para administrar essas atividades^{vii}. Cabia ao CNP exercer o monopólio, em nome da União, das atividades relacionadas ao abastecimento nacional de petróleo e derivados, por meio das funções de orientação, fiscalização e superintendência.

Quando a Petrobras foi instalada, em 1954, a produção de petróleo era de, aproximadamente, 2.700 bpd, volume que não atendia nem mesmo à capacidade de processamento de petróleo de 5.000 bpd da Refinaria de Mataripe (BA), a primeira refinaria estatal. As reservas de petróleo eram de apenas 16,8 milhões de barris de óleo equivalente (boe). A Petrobras conseguiu transformar as perspectivas de produção no Brasil superando desafios em novas fronteiras exploratórias, especialmente em águas progressivamente mais profundas.

Em 1963, ocorreu a descoberta do campo terrestre de Carmópolis (SE). Em 1968, Guaricema (SE), que se tornou o primeiro campo de petróleo na plataforma continental brasileira, cuja produção foi iniciada em 1973. Desde então, ocorreram novas descobertas em terra e mar, resultados dos maciços investimentos da Petrobras em exploração e desenvolvimento da produção^{viii,17}. De 1974-1976 destacaram-se importantes campos de petróleo na Bacia de Campos. O Campo de Garoupa foi o primeiro descoberto naquela região, seguido dos Campos de Pargo, Badejo, Namorado e Enchova. Posteriormente, sucessivas descobertas ocorreram em águas marítimas profundas e ultraprofundas^{ix}, nas bacias sedimentares ao longo da costa brasileira. O Programa de Capacitação Tecnológica em Águas

^{iv} Decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934.

^v Decreto-lei nº 395, de 29 de abril de 1938.

^{vi} As iniciativas incluíram a contratação de profissionais estrangeiros com o objetivo de acelerar o mapeamento das áreas sedimentares de diferentes regiões do Brasil e de auxiliar no treinamento de turmas de geólogos, sismólogos, intérpretes de aerofotogrametria, geofísicos e outros profissionais petróleo, além de serem enviados estudantes brasileiros para cursos de engenharia de petróleo no exterior.

^{vii} Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.

^{viii} Os contratos de serviço de risco (“contratos de risco”) foram permitidos de 1975 a 1988. Por esses contratos, as empresas internacionais de petróleo exerceriam, por conta e risco, atividade de E&P em troca de participação nos resultados em caso de sucesso. Todo o petróleo produzido teria de ser entregue à Petrobras nos termos contratados. Contudo, os resultados alcançados foram bastante modestos.

^{ix} Classificação em função da profundidade da lâmina d’água: (a) águas rasas – até 400 metros; (b) águas profundas – até 1.500 metros; águas ultraprofundas – acima de 1.500 metros.

Profundas (PROCAP), instituído em 1986, permitiu, em suas diversas fases, o aprimoramento de E&P em águas profundas.

A Emenda Constitucional nº 9/1995 alterou o art. 177 da Constituição Federal de 1988, reiterando o monopólio da União sobre o petróleo, mas permitindo contratar empresas estatais ou privadas, nacionais ou estrangeiras^{x,18}, para consecução dessas atividades^{xi}. Em seguida, foi editada a Lei nº 9.478/1997, pela qual se criou a ANP^{xii}, autarquia vinculada ao MME^{xiii}, e se estabeleceram as bases da relação entre a União e as companhias para o desenvolvimento das atividades petrolíferas^{xiv}.

No período de 1997 a 2013, das atividades de E&P no Brasil exercidas sob o regime de concessão no âmbito da Lei nº 9.478/1997, as reservas provadas brasileiras de petróleo saltaram de 7,1 bilhões para 15,6 bilhões de barris¹⁹. Nesse mesmo período, a produção anual de petróleo e LGN aumentou de 316 milhões de barris para 772 milhões de barris²⁰, elevando a produção de hidrocarbonetos no Brasil mais que duas vezes em 16 anos.

A descoberta da província petrolífera do pré-sal no Brasil, em 2007, com grandes volumes recuperáveis de óleo e gás, trouxe a necessidade da constituição de um novo marco regulatório para a indústria brasileira de petróleo. Assim, a atividade de E&P passou a ser exercida nas áreas do pré-sal^{xv} e em áreas estratégicas, também sob o regime de partilha de produção estabelecido pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010²¹.

O Gráfico 9 sintetiza em números a evolução da produção de petróleo brasileira em terra e mar desde a instalação da Petrobras até 2010. A produção manteve-se, em média, no patamar de 2,1 milhões bpd nos quatro anos seguintes. A produção acumulada em 2015, até o mês de agosto, foi de aproximadamente 2,4 milhões bpd²².

^x Empresas estrangeiras devem ser constituídas de acordo com as leis brasileiras.

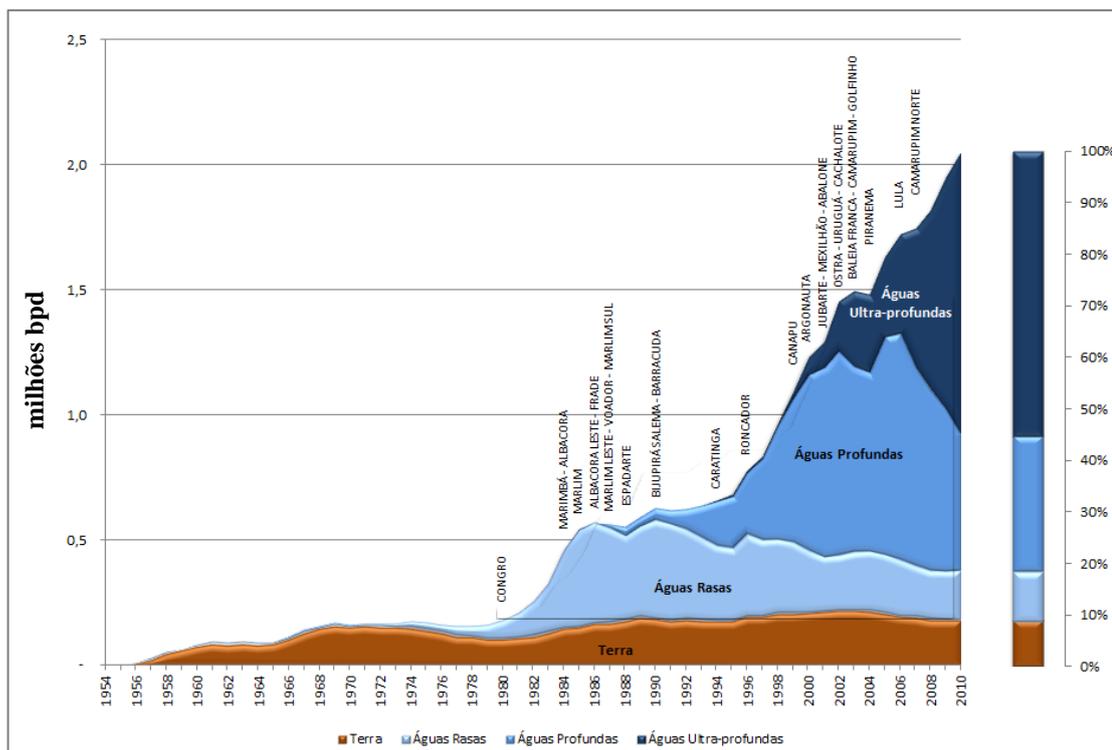
^{xi} A Lei nº 9.478/1997 regulamentou que as contratações da União poderão ser exercidas mediante concessão ou autorização.

^{xii} O Decreto-lei nº 99.180, de 15 de março de 1990, extinguiu o CNP e criou o Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) que por sua vez foi incorporado à ANP.

^{xiii} O MME foi criado pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. A Lei nº 8.028, de 12 de abril de 1990, extinguiu o MME e criou o Ministério da Infraestrutura, transferindo a este último as atribuições do primeiro. O MME voltou a ser criado pela Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992.

^{xiv} A Lei nº 9.478/1997 também instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

^{xv} Apenas os blocos não licitados, exceto as áreas que já haviam sido concedidas a companhias petrolíferas. Nesses casos, foi mantido o regime de concessão para as áreas já outorgadas, respeitando os contratos existentes.



Fonte: EPE

Gráfico 9 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2010

A 1ª Rodada de Licitação do Pré-sal foi realizada pela ANP no dia 21 de outubro de 2013. O objeto desse leilão foi o bloco de Libra, localizado em águas ultraprofundas da Bacia de Santos, no polígono do pré-sal, sendo considerado um prospecto de elevado potencial, com reservas da ordem de 8 a 12 bilhões de barris.

Os planos de investimentos em E&P e as perspectivas de incremento da produção de petróleo brasileira nos próximos 10 anos são favoráveis para o setor, mantendo o País na condição de exportador líquido de petróleo, conforme detalhado nas subseções a seguir.

3.1.3.2 Previsões de produção brasileira de petróleo 2015-2024²³

Apresentam-se as previsões de produção nacional de petróleo no horizonte de 2015-2024, segundo os dados do PDE 2024. Tais estimativas são provenientes dos recursos descobertos, com comercialidade declarada (reservas dos campos) ou sob avaliação exploratória (recursos contingentes), e dos recursos não descobertos, com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, tanto em áreas já contratadas com empresas quanto em parte das áreas da União (não contratadas).

As previsões de produção representam produções potenciais de petróleo dentro do território nacional. Prevê-se a produção potencial considerando a realização de todas as etapas técnicas da cadeia produtiva do petróleo, levando-se em conta as estimativas de volumes mínimos econômicos e de prazos médios previstos para cada etapa. A produção potencial está condicionada à hipótese plausível de existência de mercado consumidor e/ou de infraestrutura. As previsões de produção também consideram restrições pelo lado da oferta de equipamentos, bem como a questão do cumprimento das exigências contratuais de conteúdo local.

As estimativas de produção de recursos convencionais baseiam-se em Unidades Produtivas (UP), que correspondem às jazidas em produção, desenvolvimento ou avaliação, no caso de recursos descobertos (RD). Para os recursos não descobertos (RND), as unidades produtivas correspondem a prospectos ainda não perfurados por poços pioneiros. Consideram-se UP, com RD ou RND, tanto nas áreas contratadas (por concessão, até a Rodada 12, cessão onerosa com a Petrobras, ou por partilha de produção) quanto em parte das áreas da União ainda não contratadas com empresas de E&P.

De acordo com o Novo Marco Regulatório, a área do pré-sal é definida como a “*região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo*” da Lei nº 12.351/2010. Tal superfície está inserida no contexto das bacias sedimentares de Santos e Campos. Desse modo, o termo pré-sal deve ser qualificado para especificar seus dois sentidos, o legal e o geológico. O Pré-Sal Legal (PSL) corresponde a todo o prisma no interior do polígono definido na lei e inclui uma seção anterior aos depósitos evaporíticos, aqui chamada de Pré-Sal Geológico (PSG), e uma seção posterior, denominada Pós-Sal (POS); a região externa ao PSL é aqui chamada de Extra Pré-Sal Legal (EPSL) e corresponde ao conjunto de todas as UP fora dos limites do polígono legal.

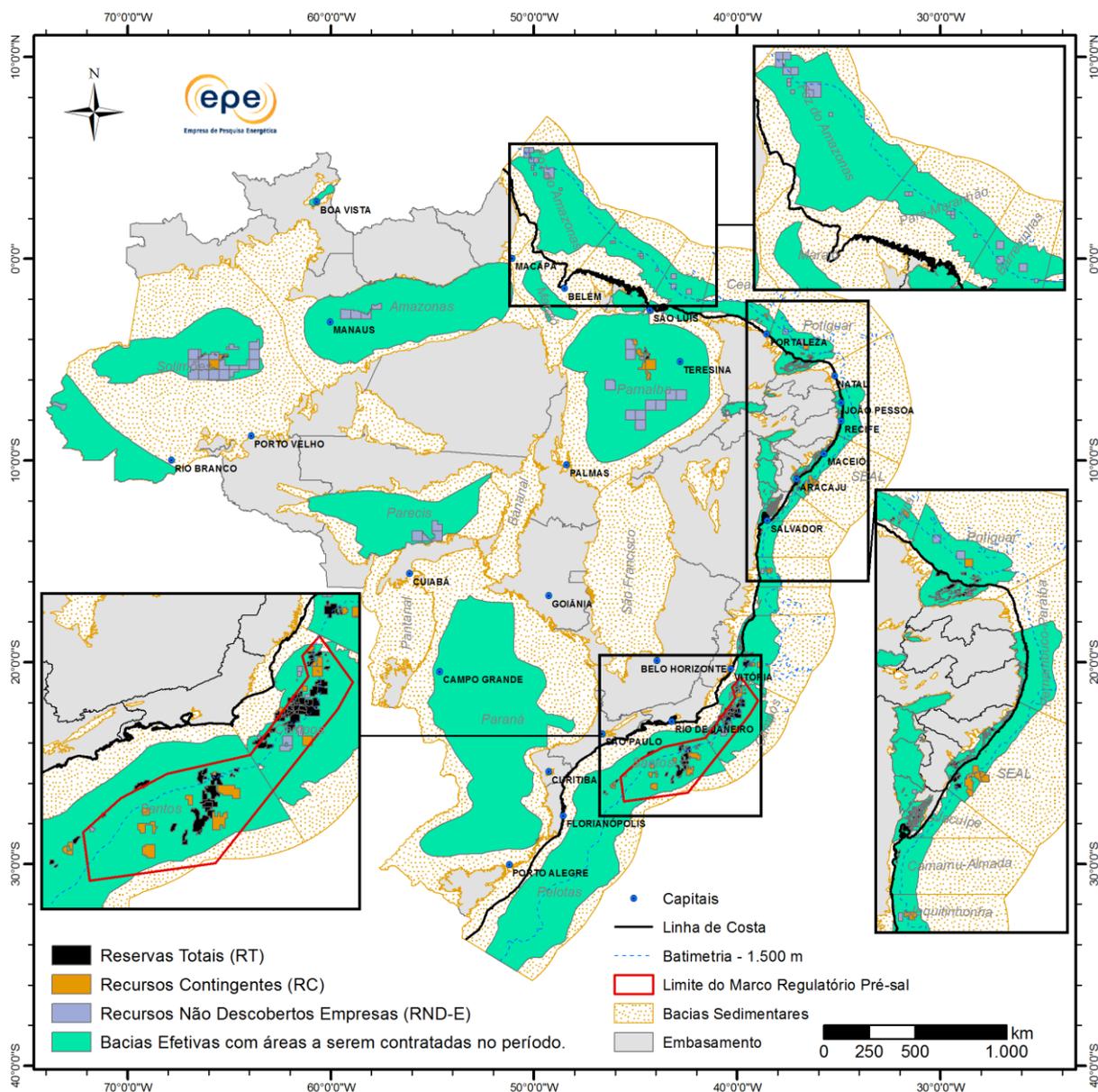
A previsão de produção das unidades produtivas dentro dos limites do PSL é baseada numa concepção desagregada de jazidas e prospectos pela qual cada bloco, em fase de exploração ou de produção, ou área a ser contratada com a União, pode conter uma ou duas unidades produtivas, dependendo da combinação de recursos descobertos ou não descobertos no PSG e no POS.

Para organização espacial das UP em áreas contratadas, utilizaram-se dados georreferenciados de campos e blocos exploratórios disponíveis na página eletrônica do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP²⁴. Para as UP em áreas da União, utilizaram-se mapas de bacias efetivas do estudo Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás²⁵, combinados com critérios exploratórios e ambientais.

Os volumes (produzíveis) de petróleo, para efeito das previsões de produção, foram estimados com as seguintes bases, conforme a categoria de UP:

- UP de recursos descobertos com comercialidade comprovada (RT): reservas totais (soma das provadas, prováveis e possíveis) de cada campo de petróleo, conforme registros da ANP referentes a 31 de dezembro de 2013;
- UP de recursos contingentes nas áreas contratadas (RC), com data de referência em 30 de junho de 2014: informações volumétricas contidas nos planos originais de avaliação de descobertas (PAD) em blocos exploratórios submetidos pelas concessionárias à ANP; a depender da disponibilidade de dados, foram utilizadas avaliações de expectativa de fluido e de área de prospectos provenientes do Zoneamento²⁶;
- UP de recursos não descobertos (potencial petrolífero) nas áreas contratadas até 30 de junho de 2014 (RND-E): avaliações do Zoneamento²⁷ para as chances de descobertas comerciais, expectativas de tipos de fluidos e áreas de prospectos nos diversos *plays* exploratórios das bacias sedimentares brasileiras, combinadas com estatísticas de poços exploratórios e volumes de campos descobertos;
- UP de recursos não descobertos na área da União: mapas de *plays* efetivos do Zoneamento²⁸, analogias geológicas e estimativas volumétricas para UP com recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E).

A Figura 16, baseada no estudo Zoneamento²⁹, apresenta a distribuição geográfica das UP de recursos convencionais em áreas contratadas (RT, RC e RND-E) e das áreas de bacias efetivas da União contendo UP que poderão ser projetadas para contratação no período do PDE 2024.



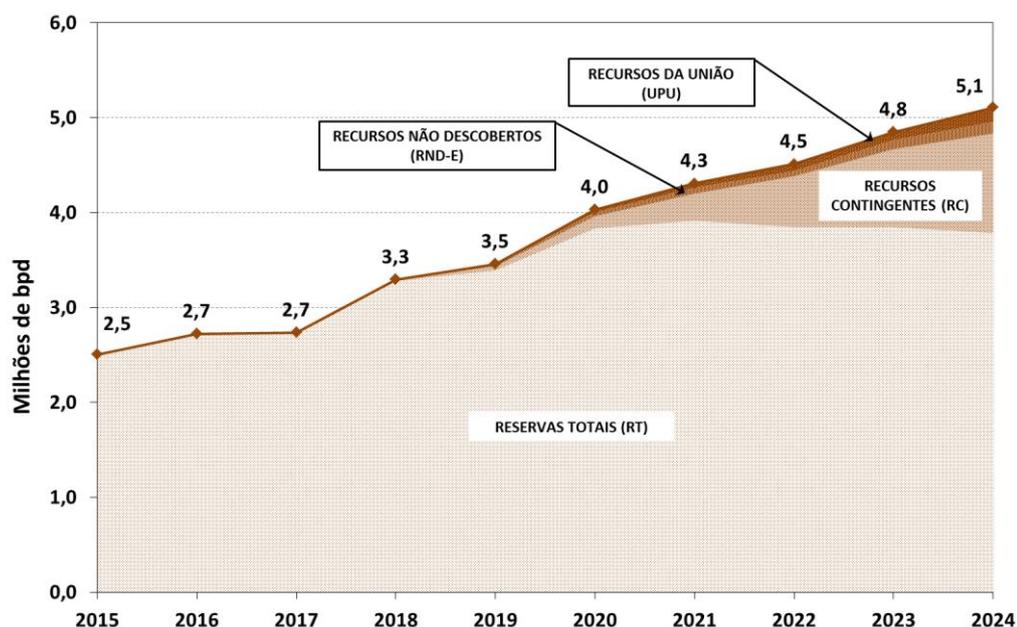
Fonte: EPE

Figura 16 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos (RT e RC) e não descobertos (RND-E) segundo o PDE 2024

De modo consistente com as previsões de produção, foram incluídas considerações estratégicas e econômicas sobre: evolução de reservas e da relação R/P (razão entre reserva provada e produção); demandas por FPSO (*floating, production, storage and offloading*) e conteúdo local na aquisição de bens e serviços; investimentos em E&P; e possíveis excedentes de petróleo.

O processo de elaboração das projeções de produção de petróleo do PDE 2024 foi iniciado ao final do segundo trimestre de 2014 e encerrado no início do primeiro trimestre de 2015.

No Gráfico 10, apresenta-se a previsão de produção potencial diária de petróleo nacional até 2024. A produção sustentada somente nas RT, referidas a 31 de dezembro de 2013, deverá atingir os maiores volumes entre 2021, declinando em seguida. Já a produção oriunda dos RC, sustentados principalmente pelas acumulações do PSG, mantêm sua tendência crescente em todo o horizonte do estudo, chegando a contribuir com cerca de 21% da produção em 2024. A partir de 2019, espera-se o início da produção dos RND-E, porém contribuindo apenas com aproximadamente 2% da produção nacional em 2024. A possível contribuição dos recursos na área da União, dependente da realização de novas contratações projetadas para este estudo, por concessão ou partilha da produção, é prevista iniciar-se em 2019, e alcançar cerca de 3% da produção potencial total em 2024. Em relação ao total, considerando-se todas as quatro fontes de recursos referidas acima, estima-se que a produção em 2024 tenha potencial de ser 127% maior que a registrada em 2014.



Fonte: EPE

Gráfico 10 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2015-2024

3.1.3.3 Investimentos em E&P no Brasil 2015-2024³⁰

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, no horizonte de 2015-2024, fiquem entre US\$ 350 bilhões e US\$ 375 bilhões. Dentro desse montante, considera-se o investimento da Petrobras previsto de US\$ 109 bilhões até 2019, conforme seu Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 (PNG 2015-2019).

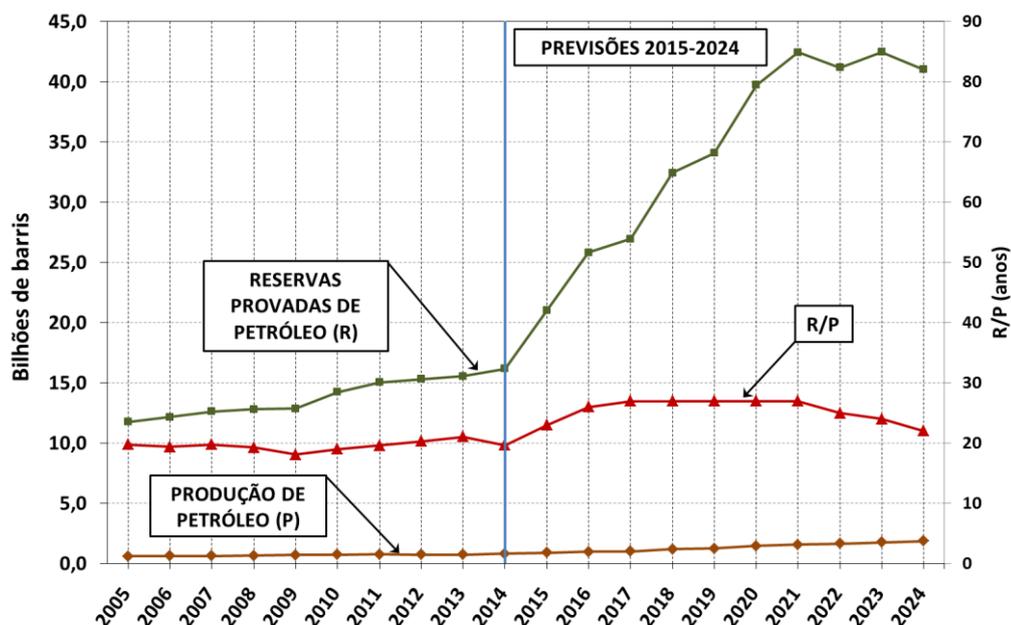
Deve-se considerar que também estão implicitamente incluídos nesse montante os investimentos associados à Carteira de Projetos do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal, no que se refere à exploração e ao desenvolvimento da produção em todo território nacional, principalmente nas bacias de Campos e Santos, incluindo descobertas no pré-sal.

3.1.3.4 Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro³¹

A evolução das reservas de petróleo é uma componente fundamental a ser considerada no contexto do planejamento energético em escala de país. Junto com as previsões de produção, permite avaliar o indicador estratégico R/P (razão entre reserva provada e produção) que fornece subsídios sobre o tempo de esgotamento de reservas.

Apresenta-se a evolução de reservas provadas, segundo o PDE 2024, que consolida as previsões de produção de cada categoria de recurso (reservas, recursos contingentes e recursos não descobertos) abordadas no item 3.1.3.2. Consideram-se estimativas de volumes recuperáveis, previsões de tempos para declarações de comercialidade, realizações de possíveis descobertas, novas contratações de atividades de E&P na área da União, bem como as relações observadas entre as reservas totais e provadas, em nível agregado Brasil, nos últimos 20 anos^{xvi}.

O Gráfico 11 mostra o resultado da evolução das reservas de petróleo e aponta que o indicador R/P atingirá níveis relativamente altos, entre 22 e 27 anos, no período de 2015-2024.



Fonte: EPE

Gráfico 11 – Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2005-2024

As previsões de produção de petróleo e a evolução do indicador de R/P não traduzem *per se* sua situação de dependência externa no longo prazo. Todavia, são parâmetros necessários, que se complementam para tratar dessa questão, conforme será evidenciado a seguir.

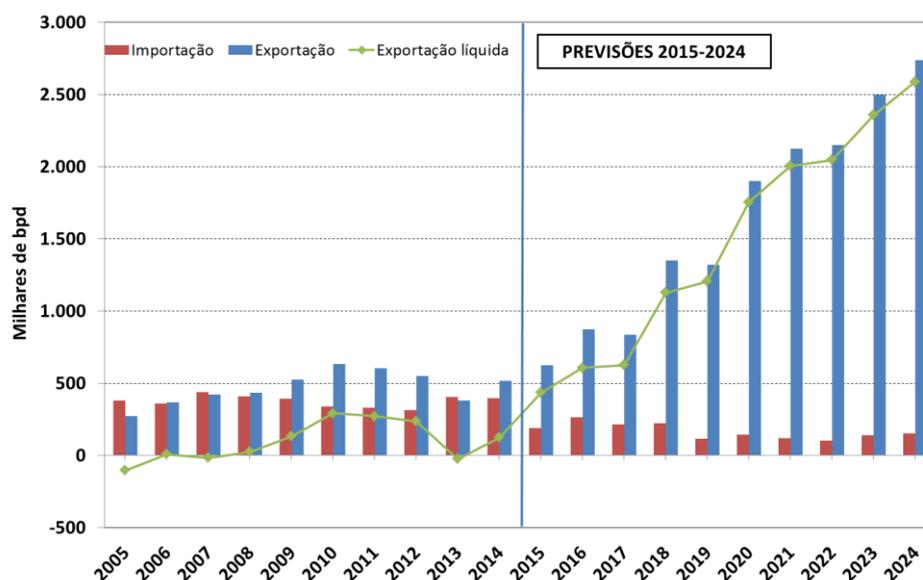
^{xvi} O modelo de evolução de reservas aplicado no PDE 2024 pressupõe o estabelecimento de metas e restrições compatíveis com níveis históricos da razão R/P e da relação entre reservas totais e provadas do agregado Brasil.

3.1.3.5 Indicador de exportação líquida de petróleo

A situação da balança entre importação e exportação de petróleo de um país pode ser analisada, inicialmente, por meio de indicadores construídos a partir de dados sobre produção, demanda, importação e exportação. Neste relatório, considerou-se o indicador de exportação líquida.

O indicador de exportação líquida pode ser calculado, em bases anuais, por meio da diferença entre a exportação e a importação cujo resultado representa o saldo exportado de petróleo do país.

O Brasil é exportador líquido de petróleo desde 2006, à exceção do ano de 2007. De acordo com o PDE 2024, o País será um importante exportador de petróleo^{xvii,32}, conforme demonstrado no Gráfico 12. A exportação líquida alcançará o patamar de 2,6 milhões bpd em 2024, caso as previsões de produção e a evolução do indicador R/P sejam confirmados.

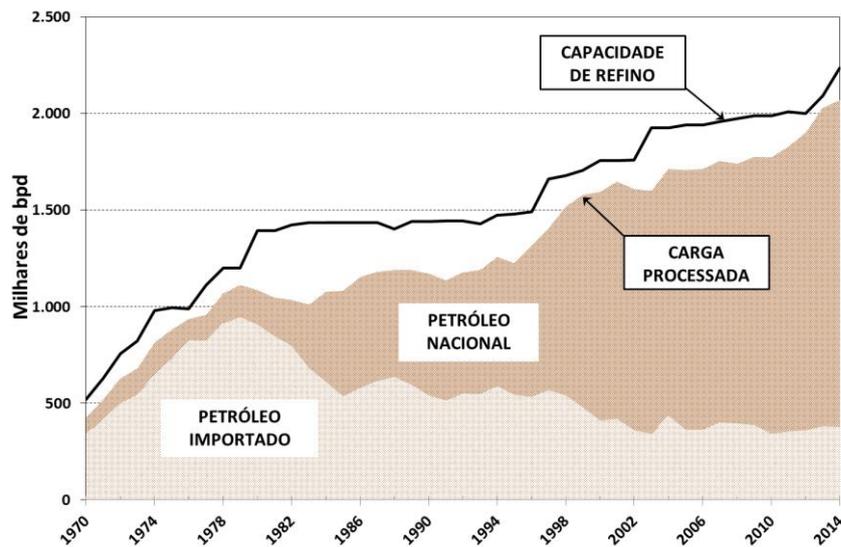


Fonte: EPE

Gráfico 12 – Evolução da exportação líquida de petróleo no Brasil 2005-2024

Cabe destacar que as previsões de importação de petróleo verificadas terão por objetivo, assim como no passado, atender às necessidades tecnológicas das refinarias brasileiras. Utilizam-se petróleos de diversas origens, a exemplo do petróleo Árabe Leve para a produção de óleos básicos lubrificantes parafínicos e outros do tipo leve principalmente para a realização de misturas com os petróleos nacionais, mais pesados, visando à produção de derivados em geral. O Gráfico 13 mostra a evolução crescente da participação do petróleo nacional na carga processada do parque de refino brasileiro. Em 2014, a participação foi de 80%.

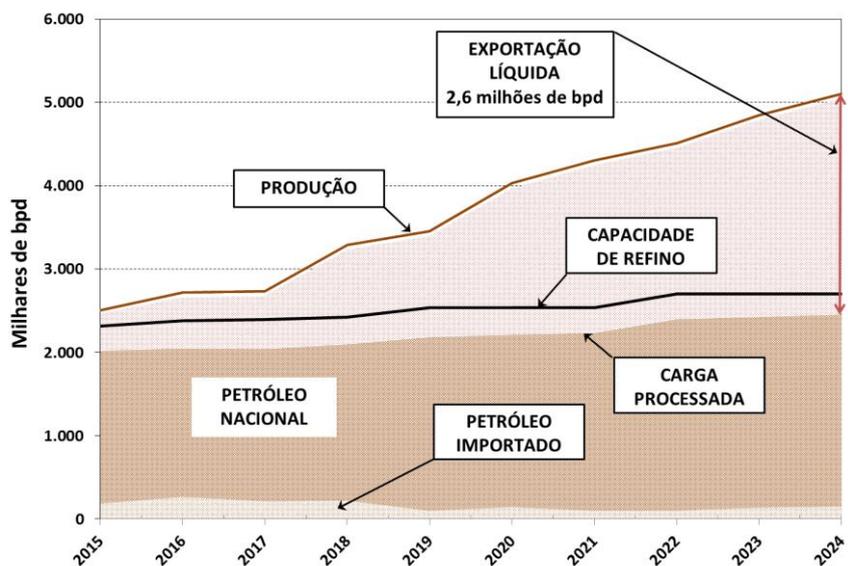
^{xvii} A Arábia Saudita, maior exportadora líquida de petróleo do mundo, exportou 7,2 milhões bpd em 2014, seguida da Rússia com 4,5 milhões bpd. Iraque, Emirados Árabes, Canadá, Nigéria, Kuwait e Venezuela exportaram respectivamente de 2,5 a 2,0 milhões bpd no mesmo ano. Outros países, como Angola, México e Noruega, exportaram de 1,6 a 1,2 milhão bpd.



Fonte: EPE (a partir de dados da ANP e do BEN/EPE)

Gráfico 13 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 1970-2014

Apresentam-se, a seguir, as projeções de participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias entre 2015 e 2024, considerando-se as previsões de produção de petróleo nacional, bem como a capacidade instalada atual do parque de refino e as adições de capacidade, com base nos dados do PDE 2024. Cabe ressaltar que a participação do petróleo nacional no consumo das refinarias aumentará no horizonte de 2015-2024, devido às previsões de produção de petróleos mais leves que substituirão, em parte, o petróleo importado atualmente. A participação atingirá o patamar de 94%.



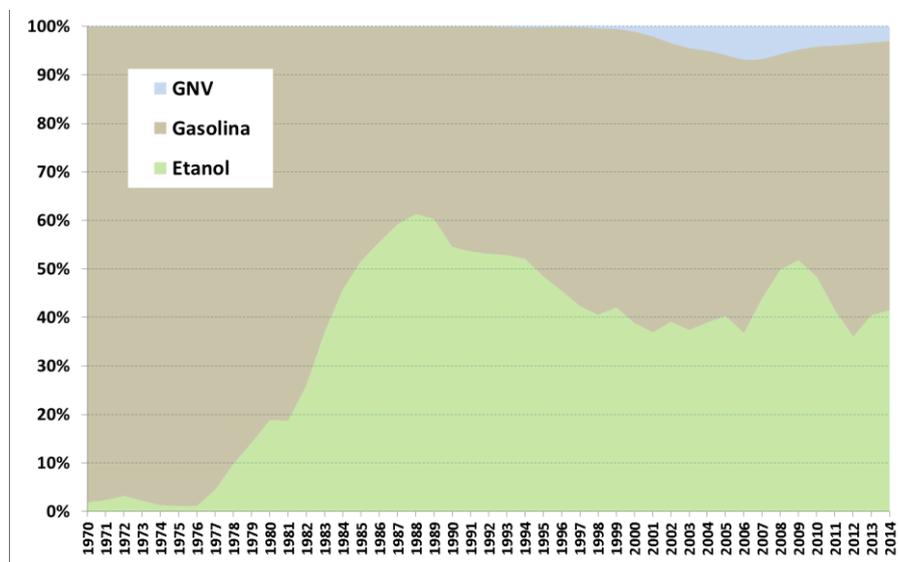
Fonte: EPE

Gráfico 14 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2015-2024

3.2 Etanol carburante

No histórico da produção e utilização de etanol como combustível no Brasil, faz-se necessário avaliar as diferentes fases da importância relativa desse energético para o abastecimento da frota nacional de veículos leves (ciclo Otto).

A utilização do etanol no Brasil foi acentuada nos anos seguintes ao advento do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), em 1975, cuja história será apresentada no item 3.2.1. A partir dos dados do Balanço Energético Nacional³³, a participação do etanol na matriz de combustíveis para o ciclo Otto é apresentada abaixo.



Fonte: MME

Gráfico 15 – Matriz de combustíveis para veículos ciclo Otto

3.2.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de etanol

O Brasil utiliza o etanol combustível como aditivo da gasolina desde a década de 1920. Oficialmente, o combustível produzido a partir da cana-de-açúcar foi adicionado no limite de 5% em volume, à gasolina, então importada, a partir do Decreto nº 19.717, de 20 de fevereiro de 1931. Entretanto, foi somente com o advento do Proálcool, em 1975, que o setor sucroalcooleiro pôde estabelecer definitivamente a indústria do etanol combustível. A oscilação dos preços do açúcar no mercado internacional imporia uma quebra dos investimentos do setor produtivo tanto na etapa agrícola quanto na etapa industrial. Ou seja, para além da questão econômica da crise do petróleo deflagrada em dezembro de 1973, e que se repetiria em 1979, havia um “risco sistêmico” para o complexo agroindustrial por conta da superprodução e dos baixos preços do açúcar.

Esses dois choques no preço do petróleo impactaram o Brasil principalmente porque havia uma forte dependência materializada em duas realidades: (i) 80% do petróleo consumido era então importado; e (ii) 98% do transporte de passageiros e de carga era realizado utilizando-se derivados de petróleo.

O período 1968-73 ficou conhecido como “milagre” econômico brasileiro, em função das extraordinárias taxas de crescimento do PIB verificadas, cuja média era de 11,1% a.a.. Em 1973, o mundo viveu o 1º choque do petróleo, período em que, pela primeira vez, o crescimento exponencial do consumo de petróleo e derivados foi interrompido por um forte aumento dos preços praticados pelos países produtores, o que agravou o quadro da recessão econômica mundial. A dependência em relação ao petróleo importado causou forte impacto no Balanço de Pagamentos do País e diminuiu o ritmo de crescimento da economia. Por isso, havia a necessidade de reduzir a dependência em relação ao petróleo importado e diversificar a matriz energética buscando fontes alternativas, a principal delas, o etanol combustível.

As alternativas propostas com o novo combustível levaram em conta o fato de que o etanol brasileiro poderia ser produzido a partir da cana-de-açúcar em duas diferentes formas:

- anidro: destinado à mistura com a gasolina; e
- hidratado: destinado a utilização exclusivamente como combustível veicular.

Com isso, o Proálcool foi adotado em 1975 pelo Governo Brasileiro, com dois objetivos:

- promover o incremento do etanol anidro na mistura à gasolina comercializada no País; e
- incentivar o desenvolvimento de plataformas veiculares movidas exclusivamente a etanol hidratado.

Naquele período, após o lançamento do Proálcool, o país consolidou o uso de elevado percentual de mistura de etanol anidro à gasolina comercializada. Inicialmente, o Proálcool previa que o País praticaria a mistura de 20% de etanol anidro à gasolina. No entanto, esse percentual só foi aplicado em todo o território nacional em 1982 por meio da Portaria CNE nº 12, de 5 de janeiro de 1982. Até então, diversas Portarias do CNP fixavam, a cada safra, o percentual de mistura em estados e regiões, estabelecendo os percentuais mínimo e máximo para cada região das bases de distribuição e mercados de gasolina, conforme descrito a seguir na Tabela 5.

Tabela 5 – Portarias do CNP com fixação do percentual de mistura vigente após o lançamento do Proálcool e até a adoção de percentual de 20% no território nacional^{xviii}

Ato	Nº	Data	% Mínimo	% Máximo	Abrangência Territorial
Portaria CNP	163	04/10/1976	11%	15%	AL e PE
Portaria CNP	164	04/10/1976	10%	15%	RJ
Portaria CNP	5	07/01/1977	10%	15%	Norte do Paraná
Portaria CNP	88	19/05/1977	18%	20%	Região Metropolitana de SP
Portaria CNP	88	19/05/1977	11%	13%	Interior de SP
Portaria CNP	104	06/06/1977	10%	12%	RJ
Portaria CNP	104	06/06/1977	15%	15%	Sup. de Transportes Oficiais do RJ
Portaria CNP	130	21/07/1977	10%	12%	PR
Portaria CNP	142	03/08/1977	10%	12%	CE
Portaria CNP	174	21/09/1977	18%	20%	RN, PB, PE e AL
Portaria CNP	198	20/10/1977	18%	20%	Triângulo Mineiro
Portaria CNP	39	03/02/1978	20%	23%	RN, PB, PE, AL, SE e BA
Portaria CNP	213	26/07/1978	18%	22%	Região Centro Sul (Fixo em 20% ± 2%)
Portaria CNP	325	05/09/1978	18%	22%	Região N/NE (Fixo em 20% ± 2%)
Portaria CNP	157	22/04/1981	10%	14%	Região N/NE (Fixo em 12% ± 2%)
Portaria CNP	245	30/06/1981	10%	14%	Região Centro Sul (Fixo em 12% ± 2%)
Portaria CNP	443	17/12/1981	13%	17%	BR (Fixo em 15% ± 2%)
Portaria CNE	12	05/01/1982	18%	22%	BR (Fixo em 20% ± 2%)

Fonte: MME

^{xviii} MAPA/MME – Cronologia da Mistura Carburante Automotiva, com adaptações. Obtido em: [http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/Desenvolvimento_Sustentavel/Agroenergia/Orientacoes_Tecnicas/01-Mistura%20etanol%20anidro-gasolina-CRONOLOGIA\(Atualiz_02_09_2011\).pdf](http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/Desenvolvimento_Sustentavel/Agroenergia/Orientacoes_Tecnicas/01-Mistura%20etanol%20anidro-gasolina-CRONOLOGIA(Atualiz_02_09_2011).pdf)

Como se pode observar, havia grande flexibilidade na adoção de percentuais de mistura, que ora aumentavam, ora abaixavam, de acordo com a disponibilidade do produto a cada safra. Desta forma, evidencia-se que à medida que as pesquisas avançavam na direção do desenvolvimento de uma plataforma veicular movida exclusivamente a etanol, a participação do etanol anidro limitava-se à viabilidade técnica de seu uso em veículos movidos à gasolina, dotados de sistema de alimentação por carburador e ignição convencional.

Considerando-se que o mercado para adição de etanol anidro à gasolina era limitado por restrições técnicas dos veículos nacionais, o principal desafio estava em se obter o desenvolvimento de uma plataforma veicular movida exclusivamente a etanol hidratado. O Centro de Tecnologia Aeroespacial (CTA) teve participação fundamental nesse processo. Situado em São José dos Campos, no estado de São Paulo, o CTA foi o instituto pioneiro na pesquisa e teste dessa plataforma, que forneceu a base técnica para o núcleo do Proálcool. A solução técnica adotada pelos engenheiros do CTA foi acolhida e aprimorada pelas montadoras instaladas no Brasil, e viabilizou o lançamento, já em 1979, do 1º veículo movido exclusivamente a etanol hidratado. A indústria automobilística brasileira aderiu ao programa, oferecendo, na década de 80, um novo produto ao consumidor, produzindo cada vez mais veículos movidos exclusivamente a etanol, os quais atingiram, já em 1986, um percentual de 96% das vendas de veículos novos.

Cabe destacar que as mudanças nos motores capazes de tornar o veículo apto a rodar com etanol hidratado eram relativamente simples. Muitos consumidores, posteriormente, adaptaram seus veículos movidos à gasolina para receberem o etanol hidratado, combustível mais barato e cujo uso o governo pretendia incentivar.

Para a consecução dos demais objetivos estabelecidos para o programa, e para a preservação do complexo sucroalcooleiro em face à crise de preços do açúcar, o Governo Federal estabeleceu incentivos para o setor lançando mão de diversos instrumentos de controle. Em linhas gerais, foram eles:

- garantia de que o preço do etanol ao consumidor seria sempre menor que o da gasolina;
- garantia de remuneração para o produtor;
- redução de impostos para os veículos movidos a etanol hidratado;
- financiamentos a produtores para aumento da capacidade de produção;
- estabelecimento da obrigatoriedade de oferta do produto pelos postos revendedores em todo o território nacional; e
- manutenção de estoques estratégicos de etanol.

A partir de uma decisão de Estado, o País passava a privilegiar a produção e o uso de um combustível renovável. Para implantar essa decisão, o Poder Executivo acionou a Petrobras. A expertise e a atuação da companhia estatal no abastecimento do mercado de combustíveis no Brasil reservaram à empresa um papel fundamental na realização dos objetivos do Proálcool. Sozinho, o setor sucroalcooleiro não era dotado de instrumentos ou infraestrutura suficientes para garantir o abastecimento do mercado interno em todo o território nacional, o que reduziu significativamente seu campo de atuação. Dessa forma, por decisão do governo à época, a estatal de petróleo foi uma parceira estratégica no processo de consolidação e viabilização do mercado de etanol combustível no Brasil.

Um aspecto que deve ser lembrado é o fato de que o etanol da cana-de-açúcar é produzido durante um período aproximado de seis a oito meses (período de safra

sucroalcooleira), sendo estocado para ser consumido também durante a entressafra. Dessa forma, são necessários instrumentos capazes de garantir o abastecimento em todo o território nacional, os quais, no caso do Proálcool, demandaram, à época, uma atuação intervencionista do Estado para controle da produção e dos estoques estratégicos.

A política de preços tabelados para o açúcar e para o etanol, bem como a política de subsídios sempre foram assumidas como estratégicas para o país na “luta para fugir da excessiva e prejudicial dependência externa” de petróleo e de seus derivados.

Os instrumentos de política pública colocados à disposição do setor produtivo durante os primeiros 10 anos do Proálcool viabilizaram a expansão intensiva da produção de etanol principalmente na região do Oeste Paulista e Paraná, além da região do litoral nordestino. Nesse período, o Poder Executivo exercia um controle tanto da produção quanto da comercialização do etanol e do açúcar por intermédio do Plano de Safra e das cotas de produção. Os preços eram controlados pelo governo e buscavam efetivar um equilíbrio da remuneração das unidades produtoras, independentemente do produto, açúcar ou etanol. A exportação de açúcar era também controlada pelo Estado.

Considerando que o preço do etanol à época era tabelado em uma relação de paridade favorável ao combustível renovável, a frota de veículos movidos a etanol cresceu a um ritmo bastante forte devido às vendas de veículos novos. Esse crescimento pode ser explicado, adicionalmente, pela grande quantidade de conversões de motores à gasolina para motores exclusivamente a etanol à época. Nesse cenário, a demanda no mercado interno cresceu a um ritmo extraordinário no período.

No entanto, na segunda metade da década de 80, o açúcar passa a perceber uma remuneração maior no mercado internacional e, por não ter recursos suficientes para compensar eventuais perdas para o setor, o Estado não pôde realizar o controle efetivo da produção de açúcar conforme metas estabelecidas nos planos de safra subsequentes. Na safra 1988/89, o País enfrentou uma crise de abastecimento de etanol combustível, motivada pelos seguintes fatores: i) forte aumento da demanda por etanol combustível; ii) inviabilização do planejamento da expansão desejável; e iii) alteração da estratégia comercial das empresas produtoras com aumento da produção de açúcar e redução proporcional da produção de etanol. Durante alguns meses, o Brasil dependeu de importação de metanol e etanol de síntese (oriundo da África do Sul) para abastecer seu mercado interno, o que abalou a confiança do consumidor brasileiro na segurança do abastecimento e, conseqüentemente, no próprio programa Proálcool.

Assim, a crescente frota de veículos movidos a etanol hidratado demandava das autoridades um esforço contínuo para garantir o abastecimento, sob risco de graves conseqüências para os consumidores e para a economia.

Com o fim dos governos militares e restabelecimento da democracia, uma nova ordem jurídica foi materializada na Carta Magna de 1988. A reforma do Estado, empreendida pelo país na década de 1990, pretendeu revisar algumas formas de atuação do Estado brasileiro com o objetivo de priorizar as atividades com as quais o país comprometera-se na nova Constituição.

Uma das mudanças foi a extinção do IAA (Instituto do Açúcar e do Alcool), em 8 de maio de 1990, por intermédio do Decreto nº 99.240. O IAA era o órgão do Governo Federal responsável pela gestão das políticas para o setor sucroenergético no abastecimento dos mercados interno de açúcar e de etanol, bem como das exportações, administrando as cotas preferenciais para os produtores brasileiros.

A frota nacional de veículos leves contava, à época, com elevada participação de veículos movidos exclusivamente a etanol hidratado (40% dos 11 milhões de veículos leves, ou 4,4 milhões de veículos). Após uma década de incentivos à produção dos veículos a etanol, de subsídios ao produtor e de preços controlados, o etanol chegou a atender quase 55% da matriz de combustíveis para veículos leves (ciclo Otto) e 26% da matriz nacional de combustíveis (ciclo Diesel incluído).

Se, em seu pico, em 1989, a frota de veículos movidos a etanol hidratado correspondia a 43% da frota de veículos leves, ao final de 2002, esse caía para abaixo de 10%.

Em 2002, o Poder Executivo tentou incentivar, por meio de uma Lei sancionada em dezembro de 2002 (Lei nº 10.612, de 23 de dezembro de 2002), a aquisição de veículos movidos a etanol. Todavia, os meios utilizados não foram suficientes, uma vez que se concedia subvenção (pequena) na forma de desconto sobre o preço de venda do veículo no ato da aquisição pelo consumidor. A concessão dessa subvenção econômica estava condicionada ao ingresso de eventuais recursos recebidos do exterior ou à existência de recursos orçamentários para essa finalidade. Na realidade, havia, claramente, uma baixa expectativa do setor quanto ao alcance dessa medida, dada a conjuntura macroeconômica do País à época.

Em janeiro de 2003, a frota que demandava o etanol hidratado estava sendo gradativamente sucateada e não havia perspectivas para a sua renovação ou expansão. Naquele ano, registrou-se o menor volume de produção (e de consumo) de etanol hidratado em 22 anos. Entretanto, com o advento da tecnologia de veículos *flex-fuel* (bicomcombustíveis), o consumo de etanol hidratado inverteu sua tendência de queda ainda na Safra 2003/04. Atualmente, a frota de veículos leves, licenciados até dezembro de 2014 que podem fazer uso do etanol hidratado ou gasolina totalizava 24 milhões de veículos, correspondendo a 61% da frota nacional (39 milhões de veículos). O consumo total de etanol hidratado no mercado interno brasileiro durante o ano de 2015 é estimado em 18 milhões de m³, contra 4 milhões consumidos pelo mercado interno na safra 2002/03.

Com relação ao histórico de utilização do etanol anidro, destinado à mistura à gasolina, cabe destacar a publicação da Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993. Esta lei, de caráter ambiental, dispõe sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores. Em seu art. 9º, fixa o percentual de mistura de 22% de etanol anidro em toda a gasolina comercializada no País.

Como mencionado anteriormente, a crise de abastecimento de 1989 afetou a credibilidade do consumidor em relação ao Proálcool. As vendas de veículos a etanol hidratado passaram a cair ano a ano e, na década de 1990, os veículos movidos à gasolina passam a ser preferidos pelo consumidor brasileiro.

Com isso, a participação do etanol hidratado na matriz de combustíveis diminuiu sucessivamente, ao mesmo tempo que aumentou a importância do etanol anidro, uma vez que este era o oxigenante da gasolina nacional, adicionado em proporção fixa.

A partir das necessidades crescentes de etanol anidro para atender a demanda do mercado de ciclo Otto, uma eventual quebra de safra ou uma redução mais significativa da produção poderia comprometer o abastecimento de gasolina. Desta forma, em 1998, o Governo editou a Medida Provisória nº 1.662, de 28 de maio de 1998, alterando a Lei nº 8.723/1993, estabelecendo uma banda (de 22 a 24%) para a mistura de etanol anidro. Posteriormente, essa flexibilidade foi aumentada, por meio da Lei nº 10.464, de 24 de maio de 2002, permitindo ao Governo Federal fixar o percentual de mistura entre 20 e 25%. Em diversos momentos, o Poder Executivo lançou mão desse instrumento para compatibilizar a

demanda por gasolina à oferta de etanol anidro, garantindo, assim, o abastecimento nacional sem prejuízos ao consumidor.

Desde a publicação da Lei nº 8.723/1993, as montadoras brasileiras projetam veículos com base no percentual de 22% de anidro misturado à gasolina. Com a possibilidade de alteração desta proporção, os motores admitem uma variação percentual para cima ou para baixo sem alteração da dirigibilidade.

Atualmente, por meio da Lei nº 12.490, de 16 de setembro de 2011, a qual alterou a Lei nº 8.723/1993, o Poder Executivo pode elevar o referido percentual de mistura do etanol anidro na gasolina até o limite de 25% (vinte e cinco por cento) ou reduzi-lo a 18% (dezoito por cento).

Em 2014, o Ministério de Minas e Energia solicitou à Petrobras que realizasse em seu Centro de Pesquisas a avaliação dos impactos decorrentes do aumento do teor de mistura de etanol anidro misturado à gasolina comercializada no País.

Foi constituído, para esta finalidade, um Grupo de Trabalho coordenado pelo MME com a participação dos técnicos da Petrobras, representantes do Governo Federal e das associações dos fabricantes de veículos automotores, dos fabricantes de motocicletas e dos produtores de etanol.

Os resultados dos testes realizados pelo CENPES/Petrobras não apontaram qualquer problema técnico decorrente da utilização de gasolina com 27,5% de etanol anidro, atestando a viabilidade técnica e ambiental deste novo teor de mistura. Por essa razão, o Governo Federal decidiu pelo aumento do percentual de mistura para 27%, ora vigente em todo o território nacional para a gasolina comum. A gasolina premium, de 95 octanas e cuja comercialização é da ordem de apenas 8 mil m³/mês, permanece com a mistura de 25%.

Em resumo, os históricos do Proálcool e da utilização de etanol na matriz de combustíveis para o ciclo Otto demonstram que o País enfrentou diferentes riscos de restrição ou interrupção no suprimento:

- 1) quebra de safra com redução da oferta de etanol hidratado, ou expansão da produção em ritmo inferior ao crescimento da demanda, com risco de restrição ou interrupção no suprimento de combustível para parcela significativa da frota de veículos (décadas de 1980 e 1990);
- 2) quebra de safra com redução da oferta de etanol anidro para mistura à gasolina comercializada no País, ou expansão da produção em ritmo inferior ao crescimento da demanda, com risco de restrição ou interrupção no suprimento de gasolina para a frota nacional de veículos leves (final da década de 1990 e anos 2000);
- 3) exportação de etanol para mercados expressivos (EUA, União Europeia), cada vez mais demandantes de biocombustível para redução de emissões (após 2004); e
- 4) alteração da estratégia comercial das unidades produtoras face a oportunidade de maior participação no mercado internacional de açúcar, diminuindo a oferta de matéria-prima (cana-de-açúcar) para a produção de etanol (em todo o período analisado).

3.2.1.1 Eventos críticos externos

Considerando-se que a participação do etanol sob ambas as formas (anidro e hidratado) é bastante expressiva, diversos riscos externos podem comprometer o abastecimento regular ou alterar os preços dos combustíveis, com consequências para os consumidores e para a economia.

Os seguintes riscos externos podem ser elencados:

- 1) abertura ou fechamento de mercados internacionais ao etanol brasileiro (exportações e/ou importação);
- 2) políticas de incentivo com o estabelecimento de mandato de utilização de etanol em mercados relevantes; e
- 3) expectativa de grande variação dos preços futuros no mercado de açúcar.

Podemos afirmar que as possibilidades de que o etanol se transforme em uma commodity internacional estão intimamente relacionadas à existência de instrumentos de política e de mercado que facilitem as transações nos mercados físicos e futuros. No caso do etanol anidro, existe uma compatibilidade nas especificações que tem viabilizado a comercialização em volumes expressivos sem, no entanto, caracterizar uma padronização de contratos ou especificações nos principais mercados.

Há, nesse contexto, razões suficientes para crer que o etanol pode se transformar em combustível relevante utilizado em adição à gasolina em escala global pelo lado da oferta. O fato de que são poucos os países em desenvolvimento autossuficientes em petróleo ou derivados constitui importante incentivo econômico para esta substituição.

Com isso, as políticas de incentivo com o estabelecimento de mandato de mistura têm proliferado em diversos países para atender a compromissos não só econômicos, mas, principalmente, ambientais. O Quadro 1 lista os mandatos para biocombustíveis adotados por diversos países, incluindo Canadá, China e Estados Unidos.

Quadro 1 – Mandatos nacionais e locais (provinciais) para etanol e biodiesel vigentes³⁴

País	Mandato
África do Sul	E2 e B5 a partir de outubro/2015
Angola	E10
Argentina	E5 e B7 (Existe previsão legal para B10, que não está sendo cumprida)
Austrália	Provincial: E4 e B2 em New South Wales; E5 em Queensle
Bélgica	E4 e B4
Brasil	E18-25 e B7
Canadá	Nacional: E5 e B2. Provincial: E5 e B4 em British Columbia; E5 e B2 em Alberta; E7,5 e B2 em Saskatchewan; E8,5 e B2 em Manitoba; E5 em Ontario
Chile	Tem política para a utilização de E5 e B5 (ainda não entrou em vigor)
China	E10 em nove províncias (governo sinaliza possibilidade de E10 nacional até 2020)
Colômbia	E8
Coreia do Sul	B2
Costa Rica	E7 e B20
Equador	B5
Etiópia	E5
Filipinas	E10 e B2
Fiji	Autorização para B5 e E10. Mandatos deveriam ter entrado em vigor desde 2013.
Guatemala	E5
Índia	E5 (ampliara para E10 tão logo tenha produção capaz de garantir o abastecimento)

Indonésia	B2-2,5 e E3
Jamaica	E10
Malavi	E10
Malásia	B5 (B7 a partir de dezembro/14)
México	E2 em Guadalajara (será expandido para Cidade do México e Monterrey)
Moçambique	E10; E15 em 2016–2020; E20 em 2021
Panamá	E5 (E7 após abril/15 e E10 após abril/16)
Paraguai	E24 e B1
Peru	B2 e E7,8
Filipinas	E10 e B2
África do Sul	E10
Coréia do Sul	B2,5
Sudão	E5
Tailândia	E5 e B5
Taiwan	B1
Turquia	E2
Estados Unidos	Nacional: O Renewable Fuels Standard 2 (RFS2) requererá 136 bilhões de litros (36 bilhões de galões) de biocombustíveis a serem misturados a combustíveis de transporte em 2022. Estadual: E10 em Missouri e Montana; E9–10 na Flórida; E10 no Havaí; E2 e B2 em Louisiana; B5 em Massachusetts; E10 e B10, e E20 em 2015 em Minnesota; B5 no Novo México; E10 e B5 em Oregon; B2 um ano após a produção local de biodiesel alcançar 40 milhões de galões, B5 um ano após 100 milhões de galões, B10 um ano após 200 milhões de galões, e B20 um ano após 400 milhões de galões na Pensilvânia; E2 e B2, aumentando para B5 180 dias após a produção local de matérias primas e capacidade de esmagamento puderem atender a requerimento de 3% em Washington.
União Europeia	Diretiva de utilização de 5,75% de biocombustíveis está em vigor e estava planejada a utilização de 10% até 2020; É possível que haja alguma redução desta previsão legal para o ano de 2020, a partir de decisão do Parlamento Europeu.
Uruguai	B2; E5 em 2015
Vietnã	E5
Zâmbia	E10 e B5
Zimbábue	E5, que deverá ser aumentado para E10 e E15

Elaboração: MME (2014) – Fontes diversas: REN21; RFA; Global Renewable Fuels Alliance; AIE.

A maior ou menor participação do etanol produzido no Brasil dependerá dos fluxos de comércio internacional e da maior ou menor abertura desses mercados ao produto brasileiro.

As variações abruptas nos preços do mercado de açúcar influenciam sobremaneira as decisões comerciais das unidades de produção. Devido à flexibilidade na produção de açúcar e/ou etanol, as unidades industriais a cada safra procuram maximizar os ganhos e elevar a remuneração por tonelada de cana processada. Por isso, sempre que o mercado para o açúcar torna-se demandante do produto brasileiro, são esperadas reduções na oferta de etanol, embora esta redução tenha limite técnico.

3.2.1.2 *Eventos críticos internos*

De acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), o Brasil deverá produzir 655,16 milhões de toneladas de cana-de-açúcar nesta safra em cerca de 8,95 milhões de hectares. A estimativa é que a produção do país tenha um incremento de 3,2% em relação à safra passada e só não é maior em razão da leve redução de área plantada no país e a produtividade nos canaviais de São Paulo, maior estado produtor, se recuperam de um impacto hídrico da safra passada.

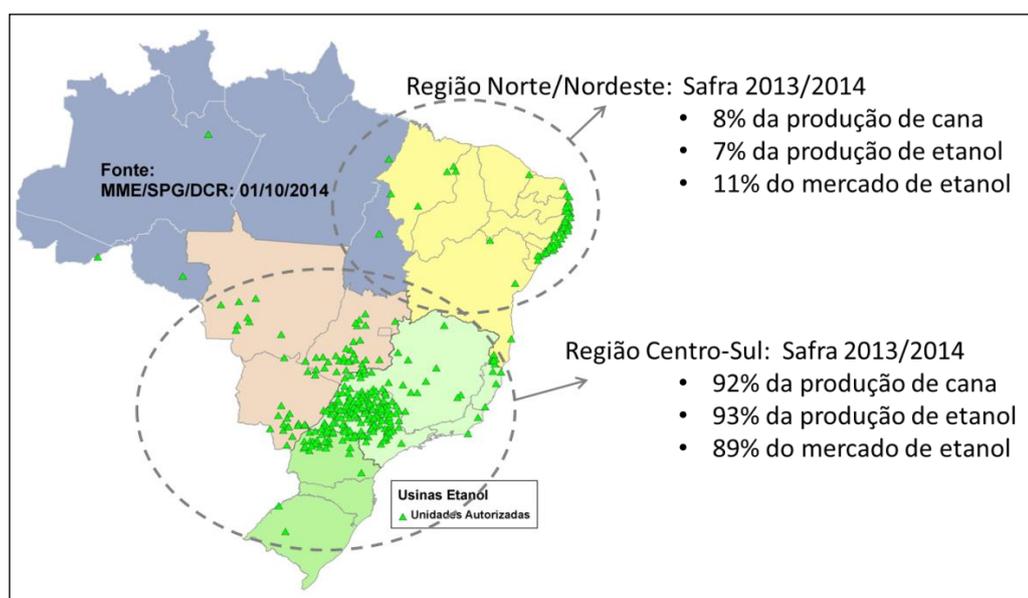
Nesta safra o aumento de produção é uma característica das duas grandes regiões do país, a Região Centro-Sul e a Região Norte e Nordeste. Na Região Centro-Sul a recuperação

da produtividade (aumento de 4%) reflete numa expectativa de aumento de produção (3,2%), só não é mais acentuado porque haverá basicamente uma leve redução na área plantada (0,7%).

Na Região Norte e Nordeste a cultura da cana-de-açúcar na safra 2014/15 se recuperou de uma forte seca em duas safras (2012/13 e 2013/14) e em função do prognóstico de bom regime climático, deve ter um acréscimo na produtividade da atual safra de 2,2%, além de um aumento na área plantada (0,8%), o que reflete num aumento de produção de 3,1% em relação à safra 2014/15.

3.2.2 Cenário brasileiro

O complexo de produção sucroenergética no Brasil compõe-se de uma estrutura produtiva que compreende: 383 unidades produtoras, distribuídas conforme Figura 17; 70 mil produtores de cana-de-açúcar; 1,2 milhão de empregos diretos; PIB setorial da ordem de US\$ 48 bilhões e exportações que totalizam US\$ 15 bilhões.



Fonte: MME (2014)

Figura 17 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil

Existem duas principais regiões produtoras, as quais abrangem regiões geográficas com características climáticas distintas e que, por isso, têm períodos de safra diferentes. A principal região produtora é denominada Região Centro-Sul, responsável por mais de 90% da produção e do consumo de etanol combustível, cuja safra ocorre entre os meses de abril e novembro. A outra região, Norte-Nordeste, é responsável pela produção de cerca de 10% da cana-de-açúcar e de etanol, cuja safra ocorre entre os meses de setembro e março.

Com o objetivo de proceder à organização da expansão da produção de cana-de-açúcar no Brasil, para fazer frente à demanda crescente pelo etanol, o Governo Federal concluiu, em 2009, o Zoneamento Agroecológico da Cana-de-Açúcar (ZAE Cana), um criterioso estudo do clima e do solo das regiões brasileiras que inovou ao considerar aspectos ambientais, econômicos e sociais para orientar esta expansão sustentável da produção de cana-de-açúcar e

os investimentos no setor sucroalcooleiro. O objetivo do ZAE Cana foi o de orientar o futuro da produção de etanol no País, propiciando um crescimento equilibrado e sustentável da produção da cana-de-açúcar. O ZAE veda a supressão de vegetação nativa para a expansão da cultura canavieira em todo o território nacional e a expansão da cana-de-açúcar nos biomas Amazônia, Pantanal e Bacia do alto Paraguai priorizando o cultivo em áreas degradadas ou de pastagem. O ZAE Cana concluiu que 64 milhões de hectares estão aptos para o plantio da cana-de-açúcar, sendo que, atualmente, a cana-de-açúcar destinada à produção de etanol corresponde a cerca de 4 milhões de hectares, 1% das terras aráveis.

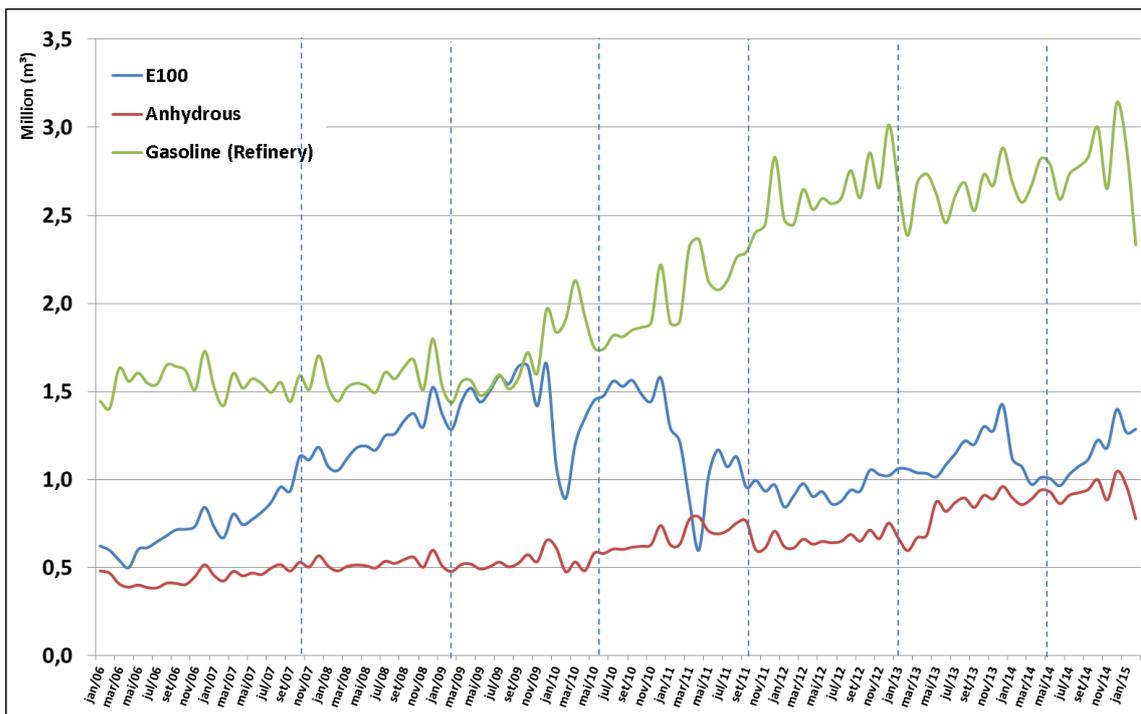
Além da expansão das áreas agrícolas para a produção de etanol, a infraestrutura para escoamento da produção para os principais mercados (interno e externo) tem recebido recursos para investimentos em empreendimentos emblemáticos.

No âmbito do PAC (Programa de Aceleração do Crescimento), destaca-se o Sistema Logístico de Etanol GO-MG-SP, que possibilitará a movimentação por meio de infraestrutura dutoviária de até 20 bilhões de litros de etanol por ano, da região central do país até o litoral. O investimento total no sistema será de R\$ 6,5 bilhões. Os investidores do Sistema Logístico de Etanol GO-MG-SP compõem a Logum Logística S.A.: Petrobras, Copersucar, Cosan, Odebrecht Transporte Participações, Uniduto e Camargo Correa. O primeiro trecho do etanolduto, que interliga as cidades de Ribeirão Preto e Paulínia, no estado de São Paulo, foi concluído no primeiro semestre de 2013, tendo iniciado sua operação em Agosto de 2013. Um segundo trecho, que interliga as cidades de Ribeirão Preto e Uberaba, entrou em operação a partir de 01 de abril de 2015. O alcoduto, composto por estes dois trechos, possui 350 km de extensão e capacidade para movimentar 12 bilhões de litros de etanol.

A Hidrovia Tietê-Paraná é outra iniciativa prevista no PAC que será realizada pela Logum. O projeto prevê a construção de 80 barcas e 20 empurradores no estaleiro de Araçatuba e a construção de centros coletores.

Cabe destacar que, devido a situações de mercado e condição financeira dos investidores, as próximas fases do projeto estão em análise. Até o final de 2015, serão redefinidos os investimentos e os prazos da execução das obras.

Desde 2006, principalmente, a demanda por combustíveis para o ciclo Otto tem crescido a taxas muito superiores às do PIB, o que tem exigido das autoridades governamentais, dos produtores e dos distribuidores um esforço considerável para garantir o abastecimento regular de combustíveis. O Gráfico 16 apresenta a demanda mensal para o mercado ciclo Otto no período de 2006 a 2014.



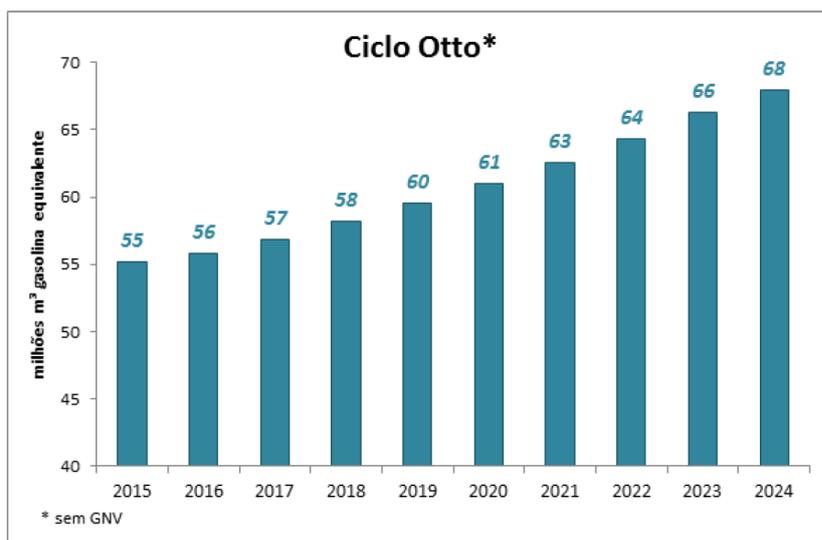
Fonte: ANP/MAPA (Elaboração: MME – 2015)

Gráfico 16 – Demanda mensal para o mercado ciclo Otto (2006-2014) (m³ de gasolina equivalente)

Contrastando com o expressivo crescimento na demanda, o Brasil enfrentou restrições à oferta de etanol, principalmente em 2011.

Devido à elevada participação dos veículos *flex-fuel* na frota brasileira, o planejamento energético deve se basear na demanda anual de combustíveis para o mercado ciclo Otto, expresso em m³ de gasolina equivalente, uma vez que a relação de preços entre os combustíveis será o fator determinante para a escolha do consumidor entre etanol hidratado ou gasolina C.

No Gráfico 17 é apresentada a projeção da demanda para o mercado ciclo Otto, conforme dados do PDE 2024. Esta demanda apresenta um crescimento de 2,3% a.a.

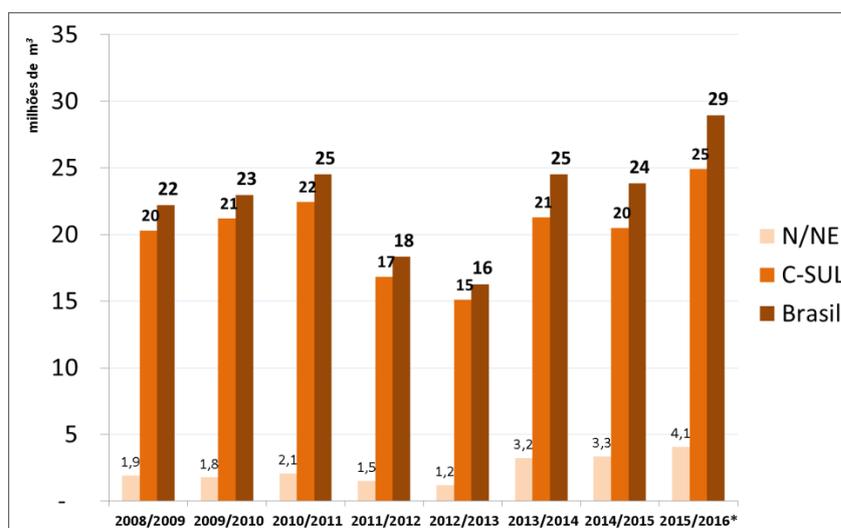


Fonte: EPE

Gráfico 17 – Demanda anual de combustíveis para o mercado ciclo Otto (2015-2024)

3.2.2.1 Produção, estoques e dependência externa de etanol

A produção de etanol encontrava-se em processo de recuperação após período de restrições climáticas, conforme apontado no item 3.2.1.2, até esta safra 2014/2015, quando a ocorrência de seca prolongada na Região Centro-Sul interrompeu esta curva de crescimento provocando uma retração na oferta de cana-de-açúcar. O processo de renovação dos canaviais e a redução das perdas decorrentes do processo de mecanização, resultante do aprimoramento de técnicas de plantio e colheita, aliados à expansão de área nesta safra 2014/15 para a região Centro-Sul e a melhores índices de ATR, possibilitaram uma redução do impacto da quebra de safra na oferta de etanol.



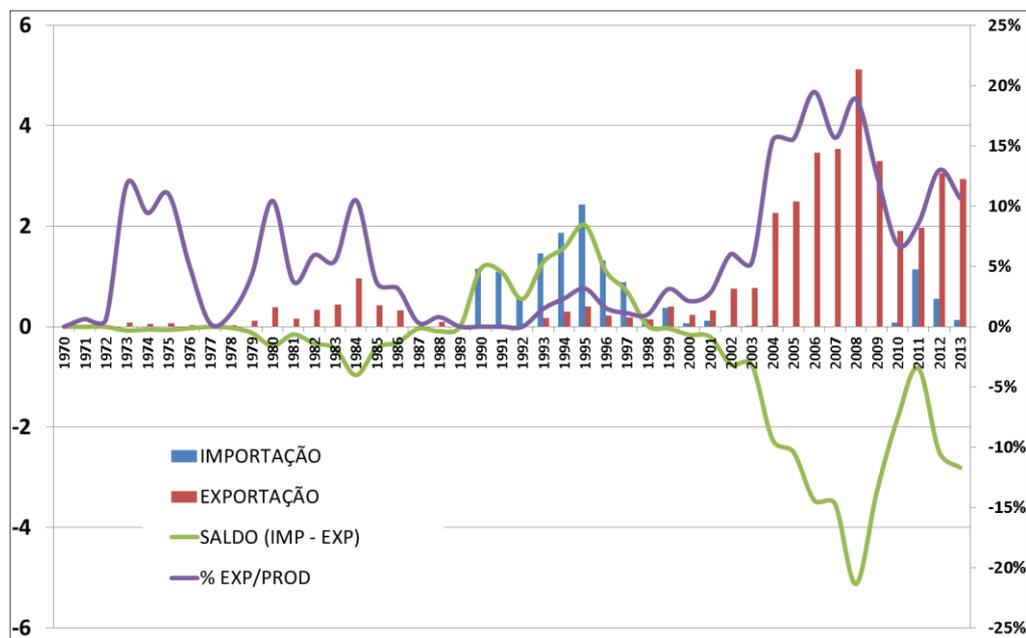
Fonte: MME

Gráfico 18 – Evolução recente do mercado de etanol combustível no Brasil

Mesmo com as restrições de oferta verificadas nas safras 2009/10 e 2011/12, não houve desabastecimento de etanol hidratado no período analisado. O principal fator que contribuiu para esta acomodação do mercado foi o perfil da frota de veículos, que foi alterado com o advento dos veículos *flex-fuel*. Com isso, ao contrário do proprietário de veículos movidos exclusivamente a etanol hidratado, que não podia optar por combustível substituto para o seu veículo, o proprietário de veículos *flex-fuel* pode fazê-lo a qualquer momento, com gasolina C ou com etanol hidratado em qualquer proporção.

Com relação à dependência externa de etanol, o Brasil importou etanol entre os anos 1990 e 1998. Nesse período, predominava a frota de veículos movidos a etanol hidratado. Foi nesse contexto que o País apresentou a necessidade de constituição de reserva estratégica, de modo a evitar a ocorrência de falta de produto para a frota nacional de veículo leves.

De acordo com o Gráfico 19, as exportações têm representado, nos últimos anos, parcela significativa da produção de etanol. Por isso, a incorporação de novos mercados sem a correspondente expansão da produção nacional de etanol constitui potencial evento crítico ao seu abastecimento regular. No entanto, mesmo tendo ocorrido no passado recente eventos climáticos que restringiram a produção, já mencionados no item 3.2.1.2, não foram necessárias medidas de retenção do produto exportado ou de quebra de contratos para atendimento do mercado interno.



Fonte: Balanço Energético Nacional 2014 (Elaboração: MME)

Gráfico 19 – Importação, exportação, saldo comercial de etanol e proporção das exportações em relação à produção

⁵ Key World Energy Statistics 2013, obtido em <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2014.pdf>.

⁶ Oil Market Report, IEA.

⁷ *Energy supply security: emergency response of IEA countries 2014*.

⁸ BP statistical review.

⁹ <http://www.isprlindia.com>

¹⁰ <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name.28189.en.html>

¹¹ <http://www.energy.gov.za/files/policies/Draft-Strategic-Stocks-Petroleum-Policy-And-Stocks-Implementation-Plan.pdf>

¹² <http://fred.csir.co.za/www/sff/oil.htm>

¹³ Nota Técnica ANP nº 010/1999.

¹⁴ Morais, José Mauro de. *Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore*. Brasília: IPEA/Petrobras, 2013.

Leite, Antonio Dias. *A energia do Brasil*. 2ª ed. São Paulo: Editora Elsevier, 2007.

¹⁵ Tolmasquim, Maurício Tiomno; Pinto Júnior, Helder Queiroz (Org.). *Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia/EPE, 2011.

¹⁶ Morais, José Mauro de. *Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore*. Brasília: IPEA/Petrobras, 2013.

¹⁷ Tolmasquim, Maurício Tiomno; Pinto Júnior, Helder Queiroz (Org.). *Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia/EPE, 2011.

¹⁸ Tolmasquim, Maurício Tiomno; Pinto Júnior, Helder Queiroz (Org.). Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo. Rio de Janeiro: Synergia/EPE, 2011.

¹⁹ Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás e Bicomustíveis 2014. Disponível em: <<http://anp.gov.br/?id=661>>.

²⁰ Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás e Bicomustíveis 2014. Disponível em: <<http://anp.gov.br/?id=661>>.

²¹ Tolmasquim, Maurício Tiomno; Pinto Júnior, Helder Queiroz (Org.). Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo. Rio de Janeiro: Synergia/EPE, 2011.

²² Dados estatísticos mensais da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=64555&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1414677156617>>.

²³ Partes do texto do Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE 2023) na íntegra, com adaptações do GT SINEC.

²⁴ Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://www.bdep.gov.br/?lng=br>>.

²⁵ Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

²⁶ Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

²⁷ Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

²⁸ Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

²⁹ Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

³⁰ Partes do texto do Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024) na íntegra, com adaptações do GT SINEC.

³¹ Partes do texto do Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024) na íntegra, com adaptações do GT SINEC.

³² U. S. Energy Information Administration (EIA). Top World Oil Net Exporters, 2012. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/index.cfm?topL=exp>>.

³³ Balanço Energético Nacional – BEN 2014, disponível em <https://ben.epe.gov.br>.

³⁴ REN21 - *Renewables 2013 Global Status Report*, obtido em <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx> (página 122).

4 Análise da necessidade de reservas estratégicas no Brasil

O presente capítulo analisa a necessidade da formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante no Brasil, com base nas informações contidas neste relatório.

Para petróleo, utiliza-se uma metodologia de análise qualitativa dos riscos de modo a avaliar a influência dos ambientes interno e externo na disponibilidade de petróleo. Ainda para petróleo, apresenta-se parte da análise quantitativa dos riscos relacionada aos custos de formação e manutenção das reservas, que deve ser complementada com a avaliação do impacto na economia de uma eventual indisponibilidade do produto. Quanto ao etanol, a análise leva em consideração a atual configuração de nosso mercado consumidor.

4.1 Petróleo

A demanda por petróleo está diretamente relacionada à capacidade instalada de refino, uma vez que ao consumidor final o que interessa são os derivados de petróleo. Acerca, especificamente, do petróleo cru, conforme projeções do PDE 2024, a produção de petróleo é superior tanto à carga das refinarias, quanto à demanda estimada de derivados.

Tabela 6 – Produção potencial e demanda estimada de petróleo no Brasil

RECURSO: PETRÓLEO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de barris diários									
Produção Potencial	2,504	2,723	2,736	3,294	3,458	4,032	4,309	4,513	4,849	5,109
Demanda Estimada	2,343	2,380	2,420	2,475	2,531	2,597	2,675	2,760	2,857	2,956
Excedente	0,161	0,342	0,316	0,818	0,928	1,435	1,634	1,752	1,992	2,153

Fonte: EPE

Apesar de – em comparação ao PDE 2023 – ter ocorrido redução nas expectativas de produção de petróleo nacional, aumentou a curva de excedente de petróleo. Isto é resultado da redução na previsão da demanda relativamente maior do que a redução na previsão de produção de petróleo.

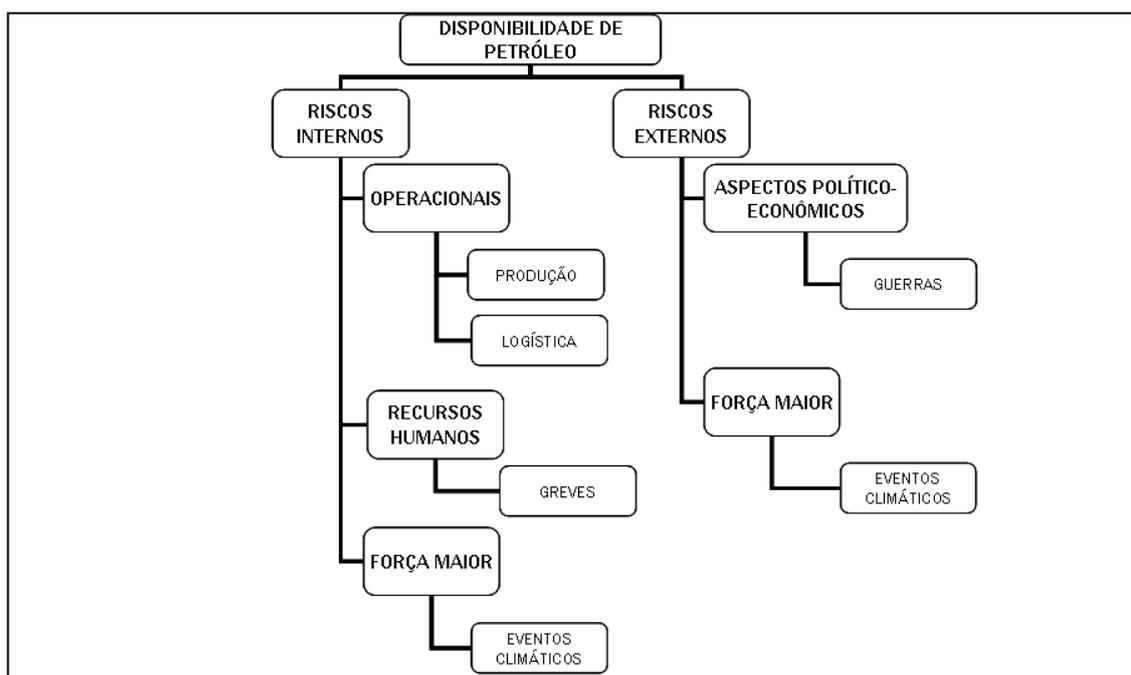
Desta forma, é possível afirmar que há autossuficiência no País, pois a produção nacional de petróleo apresenta-se superior ao volume de petróleo refinado e as projeções apontam para o aumento da produção de petróleo, com a consolidação do país como exportador líquido. Nesse cenário, a constituição de reservas estratégicas de petróleo no Brasil não se mostra necessária.

Faz-se necessário ressaltar a posição da capacidade nominal de refino do País, atualmente inferior à demanda do mercado interno de derivados de petróleo, o que implica em importação de derivados, tais como GLP, nafta, gasolina A, QAV e óleo diesel A. No entanto, este panorama começa a ser mitigado com o primeiro trem da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) e, após 2019, com a conclusão das obras do 2º trem da RNEST e entrada em operação do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj).

Com o objetivo de complementar a análise acima, são apresentados nos tópicos subsequentes possíveis problemas no suprimento de petróleo e seus impactos associados.

4.1.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de petróleo

Neste estudo, a abordagem da avaliação dos riscos é a partir da disponibilidade de petróleo – produzido ou importado – para o refino nacional. Para esse fim, foi utilizada a metodologia de AQR³⁵, a qual prevê a classificação dos riscos, conforme apresentado na Figura 18.



Fonte: Petrobras.

Figura 18 – Riscos à disponibilidade de petróleo

A cada risco identificado, foi atribuído um nível – “alto”, “médio” ou “baixo” – conforme a probabilidade de materialização do risco, e avaliou-se o impacto resultante sobre o objetivo em foco. A relevância de cada risco foi calculada por meio do resultado do produto entre probabilidade e impacto, adotando-se a convenção ilustrada no Quadro 2, para o caso das ameaças.

Quadro 2 – Matriz de probabilidade de impacto

Matriz de Probabilidade e Impacto			
Probabilidade	Quantificação Ameaça		
Alta (5)	5	15	25
Média (3)	3	9	15
Baixa (1)	1	3	5
	Baixo (1)	Médio (3)	Alto (5)
	Impacto		

Fonte: Petrobras.

O Quadro 3 – Resultado da Análise Qualitativa de Riscos, apresentado a seguir, contém um resumo dos riscos identificados e de suas avaliações, conforme metodologia utilizada.

Quadro 3 – Resultado da Análise Qualitativa de Riscos

ITEM	RISCO	AMEAÇA OU OPORTUNIDADE	CONSEQÜÊNCIA (IMPACTO) DO RISCO	PROBABILIDADE	IMPACTO	RELEVANCIA
1	CONFIABILIDADE EM EQUIPAMENTOS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NACIONAL	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	BAIXA	MÉDIA	
2	CONFIABILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO NACIONAL EM REGIÃO GEOGRÁFICA ESPECÍFICA	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DO SUPRIMENTO ÀS REFINARIAS	BAIXA	MÉDIA	
3	CONFIABILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DE PETRÓLEO IMPORTADO EM REGIÃO GEOGRÁFICA ESPECÍFICA	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DO SUPRIMENTO ÀS REFINARIAS	BAIXA	BAIXA	
4	GREVE DOS EMPREGADOS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DA PRODUÇÃO DIÁRIA	BAIXA	MÉDIA	
5	GREVE DOS EMPREGADOS DA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DE PETRÓLEO	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DO SUPRIMENTO ÀS REFINARIAS	BAIXA	MÉDIA	
6	OCORRÊNCIA DE INTEMPÉRIES NO TERRITÓRIO NACIONAL	AM	INTERRUPTÃO LOCALIZADA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	BAIXA	MÉDIA	
7	OCORRÊNCIA DE INTEMPÉRIES NO EXTERIOR	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DA IMPORTAÇÃO DE PETRÓLEO	MÉDIA	BAIXA	
8	OCORRÊNCIA DE GUERRAS NO EXTERIOR	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DA IMPORTAÇÃO DE PETRÓLEO PARA SUPRIMENTO AO REFINO NACIONAL	ALTA	BAIXA	
9	OFERTA EXCEDENTE DE PETRÓLEO NO MERCADO INTERNACIONAL	OP	AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DE PETRÓLEO NO MERCADO INTERNACIONAL	ALTA	ALTA	
10	DISPERSÃO DOS PONTOS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NACIONAL.	OP	AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE PETRÓLEO AO REFINO NACIONAL	ALTA	ALTA	
11	DISTRIBUIÇÃO E FLEXIBILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	OP	AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE PETRÓLEO AO REFINO NACIONAL.	ALTA	ALTA	
12	PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO COM EXCEDENTES PARA EXPORTAÇÃO NO PERÍODO EM ESTUDO	OP	AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE PETRÓLEO AO REFINO NACIONAL	ALTA	ALTA	

Fonte: Petrobras.

A análise efetuada aponta para baixa relevância para risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento, isto é, ocorrência de interrupção generalizada, com duração superior a 30 dias nos fluxos de suprimento de petróleo – produzido ou importado – para mais de uma refinaria brasileira.

Quanto ao ambiente interno, o nível de exposição do abastecimento nacional de petróleo pode ser analisado segundo o impacto da indisponibilidade das principais unidades de suprimento em cada etapa da cadeia. Nesse sentido, são registrados os pontos das etapas de produção e escoamento que apoiaram as análises efetuadas quanto aos riscos.

A produção brasileira de petróleo está distribuída em 8.985 poços, sendo 802 poços marítimos responsáveis por 93,8% de todo petróleo produzido no país. Em agosto de 2015, em média, as 20 plataformas com maior produção responderam por 66,3% da produção nacional, operando um total de 208 poços.^{xix} Dessa forma, esse grau de dispersão dos pontos de produção, em quantidade de plataformas/poços e volume de petróleo explorado, contribui significativamente para a redução do risco de descontinuidade de suprimento local de petróleo.

Quanto ao escoamento da produção, o petróleo produzido nos campos marítimos é aliviado das plataformas por navios-tanque ou por dutos submarinos, seguindo até os terminais localizados na costa. Desses, o petróleo é exportado ou segue por dutos para suprir as refinarias, onde é processado e transformado em derivados destinados ao atendimento do mercado e à exportação. Assim, pode-se concluir que o risco de descontinuidade na cadeia de suprimento se apresenta baixo. A flexibilidade e a amplitude da malha logística já existente constituem, por si só, resposta eficaz ao risco de interrupção generalizada e prolongada do suprimento.

4.1.2 Análise Quantitativa dos Riscos: Modelagem econômica – Estudos em elaboração

Com objetivo de verificar os custos associados à Reserva Estratégica e as perdas econômicas que ocorreriam em caso de interrupção do fornecimento de petróleo e derivados, foi constituída uma Força Tarefa vinculada ao GT-SINEC. Até o momento, já foi realizada a primeira parte do trabalho, com a definição de metodologia apropriada para estimativa dos custos associados à formação e manutenção da Reserva Estratégica. A segunda parte, referente à estimativa das perdas econômicas que eventualmente ocorreriam, em caso de interrupção do fornecimento de petróleo e derivados, deverá ser desenvolvida futuramente, com o apoio do IBGE. O trabalho completo da Força Tarefa de Cálculo dos Custos Associados à Reserva Estratégica está no Apêndice A deste Relatório.

Por razões financeiras e operacionais, é mais conveniente se manter estoques na forma de óleo bruto, pois, além de ser mais barato que os principais derivados, pode ser armazenado por maior período sem se degradar. Dessa forma, em situações de dificuldades de seu suprimento, o óleo armazenado pode ser processado e, assim, produzir toda a gama de derivados para fornecimento do mercado interno.

Conforme destacado anteriormente, a legislação brasileira estabelece, por meio do SINEC, que a Reserva Estratégica é constituída de petróleo bruto e de etanol, não abrangendo derivados. No entanto, nos últimos anos, o Brasil se tornou autossuficiente em petróleo, produzindo mais petróleo do que a capacidade de processamento do parque nacional de

^{xix} Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, agosto de 2015, ANP.

refino. Conseqüentemente, gera-se excedente que faz do País um exportador desse produto em volumes cada vez maiores^{xx}. No entanto, no que diz respeito aos derivados, a produção doméstica atual é insuficiente para atender à demanda do mercado interno, com exceção do óleo combustível. De acordo com o PDE 2024, à exceção do GLP, essa situação não se altera nos próximos anos, mesmo com a entrada em operação das novas refinarias do sistema Petrobras^{xxi}, a saber, o 2º trem da RNEST e o 1º trem do COMPERJ.

Sendo assim, a título de simulação em um cenário hipotético nos próximos 10 anos, no qual se identificasse possibilidades reais de crise na oferta de petróleo no mundo, bem como problemas no suprimento interno do País de óleo bruto, a Força Tarefa estimou os custos associados à formação de uma eventual reserva estratégica de petróleo bruto (como previsto na legislação nacional, através do SINEC), na proporção necessária para atender à demanda do parque de refino nacional^{xxii} para o ano 2024. Adicionalmente, estendeu-se o estudo, estimando-se os custos associados a uma eventual reserva estratégica de derivados de petróleo, na magnitude da dependência externa que o País supostamente deveria ter, de cada um deles, ao longo do período abrangido pelo PDE 2024.

É importante destacar que, como se trata de uma simulação de cenário hipotético, o estudo aponta tão somente quanto custaria formar, armazenar e manter reserva estratégica de petróleo necessária para atendimento da demanda das refinarias nacionais em 2024, mas adotando como hipótese simplificadora, valores de referência do ano de 2015. Dessa forma, trata-se de estimativa de valor econômico dos custos envolvidos, sem, contudo, considerar aspectos financeiros e de valores de ativos ao longo do tempo, os quais dependeriam da forma de financiamento a ser adotada para formação dessa eventual reserva estratégica de petróleo.

A modelagem desenvolvida pela Força Tarefa baseia-se no conceito de cálculo do Custo Logístico Total (CLT). O horizonte analisado neste relatório é de 10 anos, alinhado ao PDE 2024, sendo a demanda de referência para cálculo os volumes necessários ao atendimento dos potenciais dias de desabastecimento no período considerado. O CLT está dividido em três categorias de custos:

- Custos de Formação dos Estoques
- Custos de Infraestrutura dos Estoques
- Custos de Manutenção dos Estoques

4.1.2.1 Custos de Formação da Reserva Estratégica

Este custo abrange os dispêndios referentes à aquisição do petróleo ou derivados, pelo valor equivalente à aquisição e o seu descarregamento nos tanques em que se manteria a Reserva Estratégica.

Inicialmente, tem-se a aquisição e o transporte até um terminal na costa brasileira. Para levantamento desses valores, foram consideradas as frentes típicas de importação de derivados, bem como os terminais brasileiros de maior movimentação e que apresentam melhor infraestrutura.

^{xx} No âmbito do PDE 2024, a exportação líquida de petróleo é crescente e atinge 412 mil m³/d.

^{xxi} Utilizou-se a paridade de importação como referência para os preços dos derivados devido ao fato da situação não se alterar para a maioria dos derivados no âmbito do PDE 2015-2024.

^{xxii} Salienta-se que, em função da inflexibilidade do processamento do petróleo (característica dos petróleos, perfil das refinarias e demanda do mercado), uma parte da produção do refino será exportada, o que superestima os custos associados ao estoque para atendimento da demanda de derivados.

Então, o custo de formação (CF) é o custo de adquirir e trazer o petróleo até os tanques construídos. Este valor é dado por:

$$CF = (CA + CUI) \times V$$

Onde:

CA = custo de aquisição.

CUI = custo unitário de internação.

V = variação do volume de estoque estratégico.

4.1.2.2 Custos de Infraestrutura da Reserva Estratégica

Estes custos abrangem os investimentos inerentes à construção da tancagem que armazenará a reserva estratégica, excluindo eventuais despesas de aquisição ou aluguel dos terrenos para sua construção. Considera-se que esses tanques seriam construídos em terminais aquaviários localizados no litoral, com espaço disponível para a construção de novos tanques.

Assim, o custo de infraestrutura (CI) calculado corresponde ao custo de construção da tancagem necessária para armazená-los. Esse valor seria dado por:

$$CI = CUC \times V$$

Onde:

CUC = custo unitário de construção da tancagem necessária.

V = volume de tancagem a ser construído.

4.1.2.3 Custos de Manutenção da Reserva Estratégica

Os custos de manutenção de armazenagem referem-se à conservação dos produtos em condições para utilização, quando necessário. Estima-se que o custo anual seria da ordem de 5% do capital investido, adicionados do custo de mão-de-obra, tendo como base os valores observados em alguns terminais da Petrobras e experiência de planejadores de projetos da mesma. Dessa forma, este custo refere-se ao custo de armazenagem do produto e seu valor seria dado por:

$$CM = CUM \times V$$

Onde:

CM = custo de manutenção.

CUM = custo unitário de manutenção.

V = volume de estoque estratégico desejado.

Nessa análise, escolheu-se como base de cálculo o decênio do PDE 2024, estimando-se, a valores de 2015, o custo de manutenção da Reserva Estratégica.

4.1.2.4 *Custo Total Relativo à Reserva Estratégica de Petróleo*

O custo total (CT) seria dado pelo somatório dos custos de formação, infraestrutura e de manutenção, conforme elencado na Tabela 7.

Tabela 7 – Custos dos Estoques Estratégicos de Petróleo para Atendimento das Unidades de Refino do País

Falta	10 dias	20 dias	30 dias	60 dias	90 dias
Formação	5.830	11.659	17.489	34.977	52.466
Infraestrutura	5.488	10.976	16.457	32.913	49.370
Manutenção	347	675	1.013	2.026	3.038
Total	11.665	23.310	34.958	69.916	104.874

Nota: Valores em milhão R\$

É importante destacar que essa simulação de custos corresponde tão somente ao volume necessário para atendimento da legislação com relação à reserva estratégica para atender de 10 a 90 dias de interrupção de fornecimento de petróleo, evento de baixa probabilidade de ocorrência, conforme já demonstrado no Capítulo 3. Destaca-se que esses volumes correspondentes não seriam capazes de atender plenamente a demanda de derivados. Para atendimento integral da demanda brasileira seria necessário também considerar a parcela complementar de importação de derivados.

4.1.2.5 *Custo Total Relativo à Reserva Estratégica de Derivados*

Apesar de não ser prevista na legislação vigente reserva estratégica de derivados, a título de simulação, foi calculado quanto custaria formar e manter estoques de derivados para garantir o abastecimento nacional de derivados, em complementação à reserva estratégica de petróleo no horizonte de planejamento do PDE 2024.

O custo total (CT) da reserva estratégica de derivados seria dado pelo somatório dos custos de formação, infraestrutura e de manutenção, conforme elencado na Tabela 8.

Tabela 8 – Custos de Reserva Estratégica de Derivados para Atendimento da Demanda do País

Falta	10 dias	20 dias	30 dias	60 dias	90 dias
Formação	1.196	2.392	3.588	7.177	10.765
Infraestrutura	1.056	2.056	3.084	6.135	9.192
Manutenção	90	157	223	420	621
Total	2.342	4.605	6.895	13.732	20.577

Nota: Valores em milhão R\$

4.1.2.6 Considerações Finais Acerca dos Custos da Reserva Estratégica

Apesar de a legislação vigente tratar de formação de reserva estratégica de petróleo e de etanol, nesse subitem foi abordado somente petróleo e derivados. As considerações referentes a etanol são tratadas no item 4.2, a seguir. Dessa forma, a Tabela 7 consolida os custos envolvidos para formação de eventual reserva estratégica de petróleo em 2024, de acordo com a capacidade máxima de processamento das refinarias nacionais.

Contudo, como o PDE 2024 aponta para a necessidade de complementação de importação de parcela de derivados para atendimento integral da demanda nacional, a Força Tarefa estendeu os estudos também para uma eventual formação de estoques de derivados para complementar à reserva estratégica de petróleo, cujos dados obtidos estão resumidos na Tabela 8.

A Tabela 9, a seguir, totaliza os custos referentes a petróleo e derivados das Tabelas 7 e 8. Destaca-se que, em média, o petróleo responde por 83 % e os derivados por 17 % dos custos elencados.

Tabela 9 – Custos dos Estoques Estratégicos de Petróleo e Derivados para Atendimento da Demanda Doméstica

Falta	10 dias	20 dias	30 dias	60 dias	90 dias
Formação	7.026	14.051	21.077	42.154	63.231
Infraestrutura	6.544	13.032	19.541	39.048	58.562
Manutenção	437	832	1.236	2.446	3.659
Total	14.007	27.915	41.853	83.648	125.451

Nota: Valores em milhão R\$

Por fim, cabe ressaltar que a análise realizada até o momento, se limita a estimativa em um cenário hipotético de necessidade de formação de reserva estratégica ao longo do próximo decênio, conforme PDE 2024. A próxima etapa dos trabalhos se concentrará em estudar e definir metodologias que estimem os custos para a economia nacional de eventual desabastecimento de combustíveis.

4.2 Etanol

Conforme apresentado no capítulo anterior, evidencia-se que, atualmente, não mais subsistem o contexto e as razões motivadoras da constituição de reservas estratégicas de etanol hidratado. Com a alteração do perfil da frota nacional de veículos leves, que incorporou os veículos *flex-fuel*, e o processo de sucateamento da frota de veículos movidos exclusivamente a etanol, conclui-se que uma eventual restrição na oferta desse combustível não seria capaz de interromper o abastecimento.

Resta, contudo, a necessidade de se garantir o abastecimento regular de etanol anidro. Este combustível tem percentual de mistura com a gasolina estabelecido em lei, e sua eventual falta comprometeria o abastecimento da frota nacional, caso restringisse a mistura obrigatória. Dessa forma, em 2013, a ANP consolidou a sistemática para cadastramento e autorização das unidades produtoras de etanol, o que possibilitou aferir e monitorar a capacidade de produção total de etanol no País. Em 2015, a partir dos dados já consolidados pela ANP, constata-se que a capacidade total de produção de etanol (anidro e hidratado) é superior à demanda de etanol anidro no horizonte decenal, considerando um teor de mistura obrigatória de 27%.

Tendo por base as alternativas do consumidor (com a substituição do etanol hidratado pela gasolina C), bem como a possibilidade de redução legal do percentual de mistura de etanol anidro à gasolina, serão avaliados a seguir os riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol.

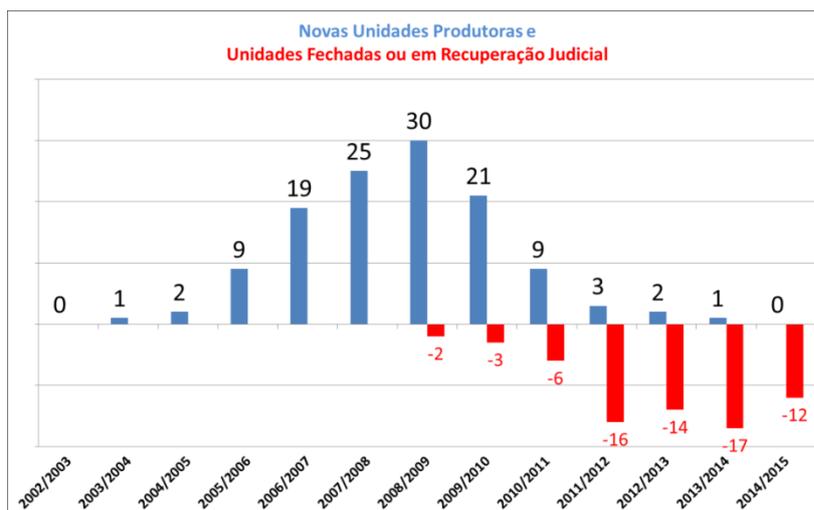
4.2.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol

A partir de dados da Conab, estima-se a capacidade total de moagem de cana do Brasil, ao final de 2013, em cerca de 745 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, por 389 usinas em operação. O número de usinas autorizadas pela ANP é de 383. No entanto, devido à restrição da oferta de cana, sua utilização atual está em torno de 87%. Existe também capacidade instalada de produção de etanol e açúcar, cuja ociosidade varia de acordo com a remuneração dos produtos.

O Gráfico 20 mostra a evolução recente das unidades que entraram em operação em contraposição às unidades que fecharam ou entraram em recuperação judicial no mesmo período.

Estima-se que as 122 unidades que entraram em operação entre 2003 e 2013 agregaram cerca de 300 milhões de toneladas de cana-de-açúcar à cadeia produtiva do setor, um aumento superior a 80% na capacidade de produção. Destaca-se que esta expansão ocorreu primordialmente sobre terras com pastos degradados, respeitando o zoneamento agroecológico e sem competição com a produção de alimentos.

Apenas os investimentos industriais realizados para a ampliação da capacidade produtiva desde 2004 são estimados em mais de US\$ 30 bilhões. Mais de US\$ 5 bilhões foram destinados à compra de máquinas e equipamentos para a mecanização da colheita da cana-de-açúcar, atendendo exigências ambientais.



Fonte: MME, UNICA (2014) – Elaboração: MME.

Gráfico 20 – Evolução Recente da Entrada em Operação das Novas Unidades e Unidades Fechadas ou em Recuperação Judicial

O setor sucroenergético brasileiro sofreu os impactos da crise financeira internacional de 2008/2009 e enfrenta o desafio da competitividade. Fatores estruturais, como aumento do custo da terra e da remuneração de mão-de-obra, somaram-se a problemas conjunturais, como clima adverso em safras sucessivas e falta de investimentos na renovação de canaviais, como já abordado neste documento. Neste mesmo período, o Brasil acumulou recordes de crescimento da demanda por combustíveis para veículos leves. Em 2013, a demanda por combustíveis para veículos leves registrou crescimento de 7,5% ao ano. No primeiro semestre de 2014, este número saltou para 10%.

De acordo com representantes do setor, 21 unidades em operação, responsáveis pela moagem de 29 milhões de toneladas de cana, estavam em recuperação judicial ao fim de 2013. Deste total, dez usinas já não constavam do cadastro da ANP de abril de 2014.

Estima-se que as 70 unidades fechadas ou em recuperação judicial correspondam a uma capacidade total de moagem efetiva da ordem de quase 69 milhões de toneladas de cana. Os fatores que levaram estas unidades a uma situação financeira indesejada são os mais diversos e variam de ineficiência dos processos (agrícola e/ou industrial) a elevado grau de endividamento.

Mais do que a capacidade de moagem que as unidades fechadas representam, importa observar que a busca pela competitividade neste setor impôs custos elevados para unidades que aproveitaram o boom do setor entre 2005 e 2010 para permanecerem em operação. Para estas, a impossibilidade do repasse integral do aumento dos custos de produção gerou uma situação insustentável que culminou com o fechamento ou da entrada em processo de recuperação judicial.

Não há elementos que indiquem que a falta de investimentos no setor possa comprometer o abastecimento e a garantia de cumprimento da obrigatoriedade de mistura de etanol anidro à gasolina no horizonte decenal, mesmo que o percentual seja eventualmente elevado para 27,5%. Dois elementos sustentam esta afirmação: 1) a capacidade atual de produção de etanol é superior à demanda por etanol anidro ainda que a gasolina venha a ser o combustível preponderante para o ciclo Otto no horizonte decenal; e 2) as alterações na forma de comercialização do etanol anidro, que introduziram o regime de contratos, confere previsibilidade ao mercado.

Em 2012, foi regulamentada a Lei nº 12.490/2011 e publicada a Lei nº 12.666, de 14 de junho de 2012. A partir da vigência da primeira, a ANP, com o objetivo de aprimoramento contínuo dos mecanismos de regulação, publicou a Resolução ANP nº 67/2011, pela qual: regulamenta as aquisições de etanol anidro combustível pelos distribuidores de combustíveis líquidos automotivos, mediante obrigatoriedade de contratos pré-estabelecidos; e define regras para os estoques mínimos de etanol para o período de entressafra, a serem cumpridos tanto pelos distribuidores quanto pelos produtores.

Essas regras favorecem a segurança do abastecimento desse biocombustível, particularmente na entressafra, garantindo-se a disponibilidade do produto até o início da safra seguinte. Esta Resolução, cujos efeitos passaram a vigorar a partir da safra 2012/13, tem contribuído na estabilidade da oferta do etanol anidro, tendo em vista o engajamento dos agentes de mercado no ambiente de contração regulado. Já a Lei nº 12.666/2012 autorizou a União a conceder subvenção econômica, sob a forma de equalização das taxas de juros, nas operações de financiamento para a estocagem de etanol combustível, com vistas a reduzir a volatilidade dos preços do etanol e contribuir para a estabilidade da oferta do produto.

Todos os instrumentos apresentados: i) obrigatoriedade de contratos pré-estabelecidos de etanol anidro; ii) estoques mínimos de etanol anidro para o período de entressafra, a serem cumpridos tanto pelos distribuidores quanto pelos produtores; iii) mecanismo de financiamento para a estocagem; e iv) faixa admissível para fixação pelo Poder Executivo do percentual de mistura de etanol anidro (18 a 25%), cujo teor máximo foi recentemente ampliado para 27,5%, com condicionantes, nos termos da Lei nº 13.033/2014 – estabelecem as condições para garantia do abastecimento sem que sejam necessários os estoques estratégicos de etanol combustível (etanol carburante) conforme Lei nº 8.176/1991 e Decreto nº 238/1991.

Cabe ainda um destaque em relação à utilização de novas tecnologias para a produção de etanol no Brasil. Embora o PDE, no cenário considerado, assuma que a penetração da tecnologia de lignocelulose (segunda geração – 2G) não será representativa até 2024, alguns projetos estão em andamento^{xxiii} e podem acelerar o processo de adoção desta tecnologia em larga escala com ganhos de produtividade e redução de custos para o setor. Exemplo disso é a entrada em operação da primeira unidade de produção de etanol 2G no Brasil. Em 27 de agosto de 2014 foi autorizada pela ANP a operação da unidade da empresa GranBio, em São Miguel dos Campos, Alagoas, que possui capacidade para produção de 82 milhões de litros por ano.

Em 21 de outubro de 2014 foi publicada pela ANP, no Diário Oficial, a autorização de operação da segunda unidade de produção de etanol a partir de tecnologias 2G. A unidade da Raízen Energia S.A. tem capacidade de produção de 40 milhões de litros de etanol por ano.

O amadurecimento destas tecnologias de produção de etanol a partir de novas rotas e matérias primas certamente contribuirá para a garantia do abastecimento do mercado interno de etanol combustível.

^{xxiii} Petrobras e Raízen têm projetos de construção de unidades de produção de etanol 2G em escala comercial. A unidade da Raízen entrou em operação em julho de 2015. A unidade da Petrobras não tem data para conclusão. Além destas, outras empresas conduzem pesquisas nesta área tanto em escala de demonstração e/ou laboratorial: CTC (Centro de Tecnologia Canavieira), Odebrecht têm iniciativas em escala de demonstração. CTBE conduz três projetos de diferentes empresas em escala piloto.

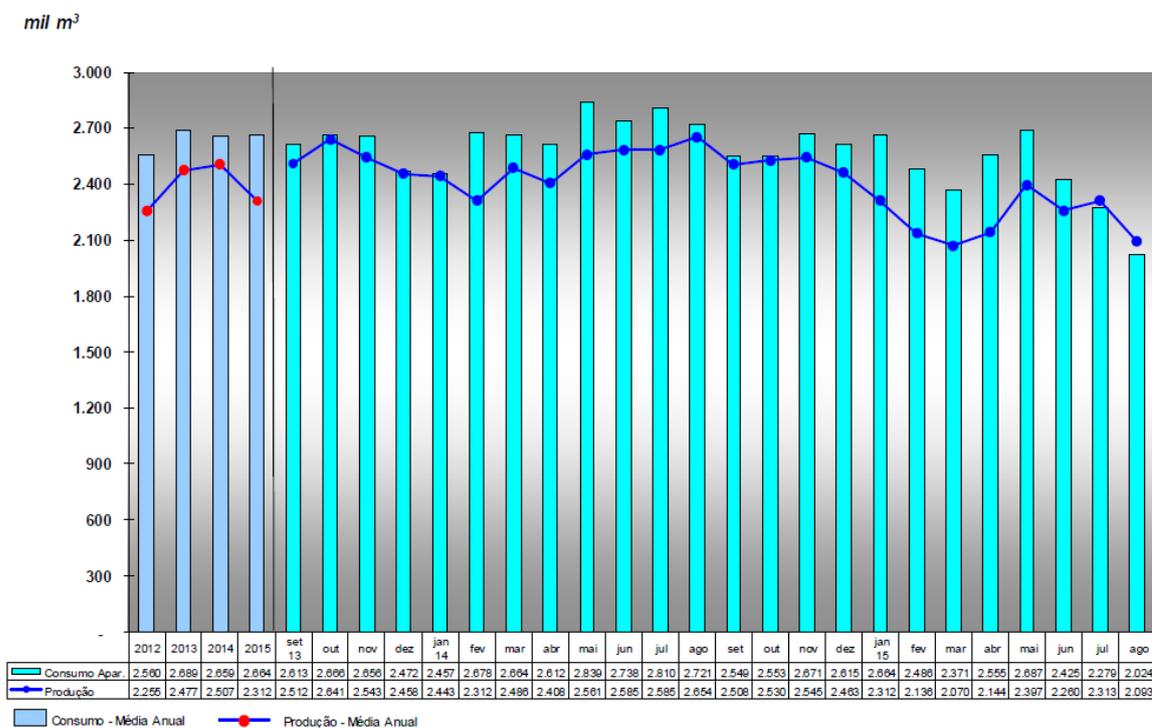
5 Estoques de Operação

Em 2015, a redução da atividade econômica acompanhada da consolidação das Resoluções da ANP, que tratam a questão do estoque mínimo obrigatório, contribuíram para a redução de ocorrências no abastecimento nacional de combustíveis.

Houve forte retração do consumo em diversos setores, não sendo diferente no de combustíveis. O Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo (DCDP) elabora um periódico mensal de acompanhamento do mercado de combustíveis (Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo) que apresenta as variações de demanda dos principais derivados.

Segundo esse periódico, o consumo aparente de gasolina A diminuiu 6,4% quando comparado o período set/14 a ago/15 com o período de set/13 a ago/14. Houve um aumento de 26% na importação e uma diminuição de 8% na produção. Nos últimos 12 meses, as importações responderam por 10,5% do consumo nacional de gasolina. O Fonte: **Relatório de Mercado/MME**

Gráfico 21 ilustra essa variação. Apesar da redução, a média anual se mantém nos patamares de consumo do ano de 2014.

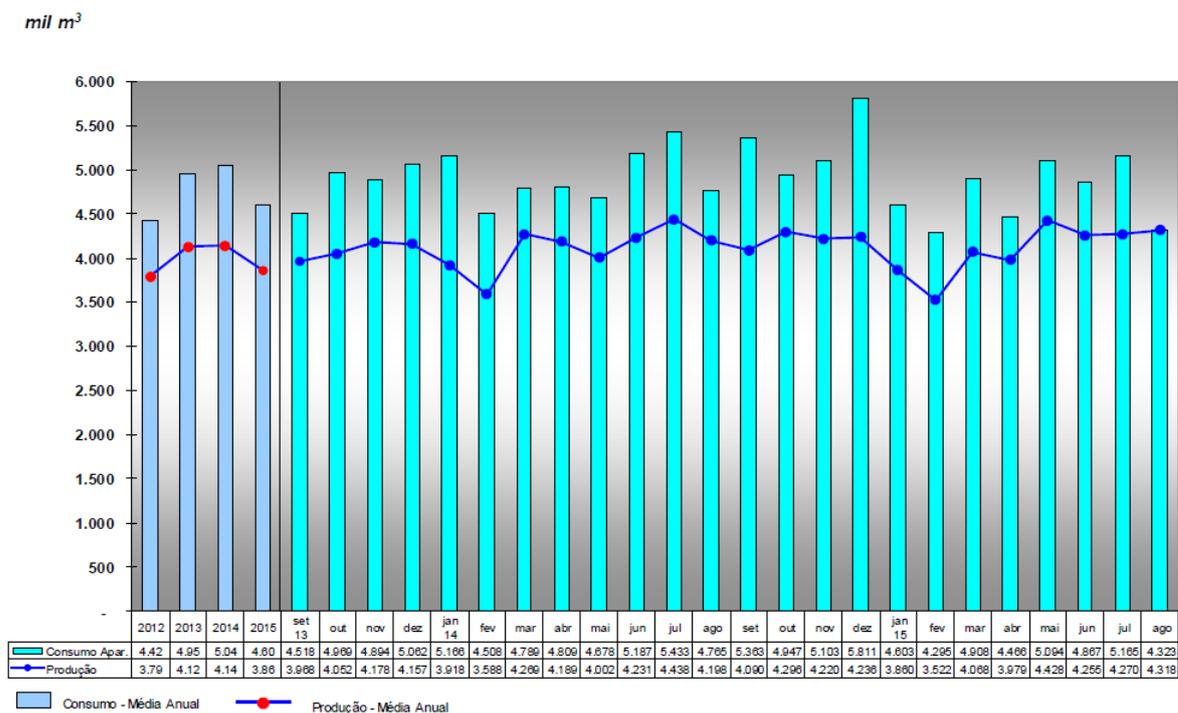


Fonte: Relatório de Mercado/MME

Gráfico 21 – Produção e consumo de gasolina A

Quanto ao diesel A, seu consumo aparente cresceu 0,3% na comparação entre os períodos set/14 a ago/15 e set/13 a ago/14. Houve um decréscimo de 5,9% na importação e um aumento de 0,7% na produção. Nos últimos 12 meses, as importações responderam por 16,1% do consumo interno de diesel A. Apesar do crescimento, a média anual sinaliza uma redução do consumo aparente da ordem de 8,7%. O Fonte: **Relatório de Mercado/MME**

Gráfico 22 ilustra essas informações.



Fonte: Relatório de Mercado/MME

Gráfico 22 – Produção e consumo de diesel A

No tocante às medidas para elevação da garantia do abastecimento, o GFL, sob coordenação da SAB/ANP, permaneceu ativo e indicou a necessidade de adoção de medidas de curto e longo prazo, respectivamente, o plano de contingências e a promoção dos investimentos necessários na infraestrutura da cadeia de suprimentos de combustíveis, que eliminem os gargalos identificados.

Além disso, a ANP elaborou a Nota Técnica nº342/SAB, de 16 de novembro de 2015, que aborda o mercado de óleo combustível, recomendando alguns pontos de atenção, com detalhamento no item 5.3 do presente Relatório.

5.1 Os estoques mínimos obrigatórios

Após a publicação das Resoluções ANP nºs 45/2013 (óleo diesel e gasolina), 05/2015 (GLP) e 06/2015 (QAV), a SAB/ANP concentrou-se na verificação do cumprimento das obrigações previstas no marco regulatório.

Para que as medidas alcançassem eficácia, foi necessário garantir a adimplência, a consolidação e a análise das informações declaradas pelos agentes. Nesse sentido, em 2015, a SAB/ANP lavrou 102 (cento e dois) documentos de fiscalização contra distribuidores de combustíveis, constituídos por autos de infração e notificações, cobrando o envio de informações aos distribuidores inadimplentes, buscando identificar as ações necessárias para superar restrições operacionais que comprometessem a manutenção de níveis adequados de estoque e exigindo o cumprimento da manutenção do nível de estoques obrigatório.

De forma agregada, os distribuidores e produtores de combustíveis líquidos vêm mantendo estoques mínimos em nível compatível ao estabelecido na resolução pertinente. Os

agentes que não cumpriam a obrigação foram autuados em auditorias realizadas em abril e junho de 2015. O mesmo pode ser dito em relação ao mercado de QAV, cujos agentes têm cumprido as obrigações, mas foram notificados a esclarecer problemas pontuais.

No segmento de GLP, a ANP tem enfrentado questionamento jurídico quanto aos efeitos da Resolução ANP nº 05/2015. Os distribuidores de GLP ingressaram com pedido de liminar, questionando a validade da Resolução e solicitando a suspensão da aplicação de medidas punitivas, até que o mérito seja julgado. Em um primeiro momento, a Procuradoria Geral da República obteve a cassação da referida liminar, mas a disputa judicial ainda não foi concluída. De qualquer forma, a ANP tem cobrado o envio das informações e notificou os agentes, visando obter detalhes quanto às medidas adotadas para garantir o cumprimento da Resolução. Dentre elas, vale registrar a alternativa de armazenagem viabilizada pela ANP. A Resolução permite que os distribuidores que não possuem área de armazenagem suficiente para o cumprimento das obrigações possam firmar contratos de cessão de espaço com o produtor. Neste contexto, a alternativa de estoque no navio cisterna, mantido pela Petrobras no porto de Suape, em Pernambuco, é uma opção para o distribuidor possa assegurar estoques na Região Nordeste.

5.2 Ações apontadas pelo GFL

O GFL promoveu medidas de curto e longo prazo, que incluíram a realização de reuniões para avaliar a infraestrutura das diferentes regiões do Brasil, conforme programação abaixo:

Tabela 10 – Reuniões do GFL em 2015

Data	Região
04/03/2015	Sul
24/06/2015	Norte e Nordeste
22/10/2015	Sudeste e Centro-Oeste

Nessas reuniões, houve a apresentação do mapeamento completo dos fluxos logísticos de petróleo e derivados, abrangendo o recebimento em instalações aquaviárias (portos, monoboias e quadro de boias), as transferências dutoviárias, o refino e a armazenagem em terminais e bases primárias.

Os gargalos identificados e os investimentos sugeridos serão listados em um futuro relatório, que consolidará o trabalho daquele grupo. No curto prazo, em situações de crise no abastecimento, a ANP deve consolidar e analisar informações logísticas, de forma a avaliar a relevância da ocorrência e coordenar as ações necessárias.

Para formalizar o procedimento, no último dia 14/09, a ANP promoveu a Audiência Pública nº 14/2015, visando à implementação do “Plano de Contingenciamento de Abastecimento a fim de garantir a continuidade nos fluxos logísticos de suprimento combustíveis”. Nessa Resolução, que será publicada até o final do ano, a ANP indica os critérios que serão utilizados para definir os agentes e instalações que devem prestar informações, respeitando os prazos e padrões estabelecidos, nas áreas sob o regime de sobreaviso.

5.3 O mercado nacional de óleo combustível

Edições anteriores do GFL haviam abordado informações sobre os mercados de gasolina, óleo diesel, QAV, GLP e biocombustíveis. Para completar a análise do abastecimento nacional de combustíveis, a ANP elaborou Nota Técnica sobre o mercado de óleo combustível, na qual foram analisados os fluxos logísticos existentes entre as unidades de produção e os principais consumidores, abrangendo o papel dos distribuidores e as operações de exportação.

A capacidade de produção de óleo combustível é muito superior ao consumo doméstico do produto. O histórico de produção e consumo do óleo combustível mostra que a exportação é o caminho utilizado pelo produtor para escoar o excedente de produto. Qualquer variação na demanda doméstica pode ser compensada por uma variação inversamente proporcional nas exportações.

Quanto ao consumo das termelétricas, ele é muito inferior ao volume exportado. Dessa forma, mesmo que o consumo das térmicas aumente, a diminuição das exportações é capaz de cobrir essa demanda extraordinária.

A análise agregada da capacidade de armazenagem mostrou que tanto as distribuidoras quanto o produtor possuem espaço suficiente para atender a demanda atual e para suportar um eventual aumento da mesma.

De modo agregado, a oferta de OC será suficiente para o abastecimento nacional durante os próximos anos. Entretanto, numa abordagem regionalizada, o consumo de termelétricas associado às restrições de infraestrutura, como a portuária ou de armazenagem, pode causar problemas pontuais para o abastecimento deste combustível.

Recomenda-se um aprofundamento na análise da demanda das termelétricas, incluindo as previsões de consumo, por polo, para que os agentes possam se programar de modo a adequar a oferta do produto às variações de demanda previstas.

³⁵ Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). Abastecimento. Padrões SINPEP PE-4AT-00414 e SINPEP PG-2AT-00336, 2013. PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE PMI - PMBOK Guide, 4th Edition.

6 Infraestrutura Portuária para Importação

O cenário apresentado no PDE 2024, de maior participação de importação de derivados para atendimento ao mercado nacional, traz consigo a reflexão sobre a capacidade de internação dos principais portos e terminais aquaviários. Neste capítulo, propõe-se apresentar esta questão de forma introdutória, sinalizando a possibilidade de uma avaliação posterior com eventual envolvimento da Secretaria de Portos da Presidência da República e a Agência Nacional de Transportes Aquaviários.

6.1 Descrição dos gargalos logísticos

Gargalos Logísticos são tidos como pontos de infraestrutura, ou de acesso ao longo de fluxos de bens e serviços, onde o escoamento destes ocorre à taxa inferior à desejada ou inferior à máxima possível ao longo do fluxo. Em outras palavras, há alguma restrição.

Geralmente, a restrição surge ao longo do tempo: com o aumento gradual do fluxo logístico, em algum ponto do caminho, haverá um local em que o fluxo ocorra a menores taxas, a menores velocidades. Neste local, por alguma razão a ser identificada, há uma restrição logística, uma menor capacidade ao fluxo. De fato, na maior parte das cadeias logísticas, a restrição não se apresenta como uma interrupção ao fluxo ou limitador absoluto: o fluxo continua e – muitas vezes – é possível, inclusive, manter o incremento do fluxo. O que ocorre é que este incremento de fluxo com gargalos é acompanhado de aumento significativo de custos logísticos e queda na eficiência da cadeia produtiva e logística do País.

No caso de avaliar-se a capacidade de movimentação de derivados nos portos e terminais aquaviários, é recomendável uma análise que identifique o fluxo (tempo e movimentos) ao longo da cadeia logística de internação, que envolva: navio, berço de atracação, linhas e mangotes, bombas, tanques (de terminais e distribuidores), dutos e estações de carregamento.

Ao longo dessa cadeia, a abordagem recomendada para identificar as restrições de capacidade dos portos e dos terminais aquaviários começa observando a taxa de ocupação de berços e as restrições de calado e dimensões dos lotes dos navios.

Uma avaliação preliminar dos gargalos portuários inicia-se com a avaliação da TOB – Taxa de Ocupação de Berço, sendo esta um bom indicativo dos portos que requerem atenção em um cenário de aumento de importação de derivados. O percentual de referência para TOB entre 70% e 75% é consagrado na indústria e relaciona-se com os tempos totais associados à movimentação do navio. Especificidades são analisadas caso a caso.

Os seguintes parâmetros influenciam diretamente na capacidade de internação e taxa de ocupação do berço: calado, dimensões de atracação (ambos influenciando o tamanho do lote e eficiência do navio), horários disponíveis de atracação (horas de operação diárias e dias de operação anuais), indisponibilidade do berço por maré ou mau tempo, desembarço alfandegário, capacidade das bombas no terminal e das bombas no navio (carga/descarga), capacidade das linhas e mangotes de expedição e recebimento, e capacidade nos pontos de transferência para as distribuidoras (tanques, linhas e bombas adequadas ao fluxo).

Observa-se que uma restrição na capacidade de bombeio – ou na atracação – restringe a internação, mas pode resultar em um menor giro de tancagem, indo contra a noção de que o giro por si seja indicativo de restrição no terminal.

Após avaliação da TOB, pode-se aprofundar a análise avaliando a capacidade de atracação dos navios (tamanho máximo dos lotes vs. frequência), a qual depende do calado, dimensões do berço e condições de acesso. Estes valores podem ser obtidos junto à SEP/PR. Tanto a TOB quanto a capacidade de atracação dos navios podem ser confrontados com a projeção de demanda de internação futura, para indicar a necessidade de investimentos no horizonte prospectivo. Na projeção, vale observar a limitação de movimentação de navios de derivados de petróleo por concorrência com navios de outros produtos naquele porto (por exemplo, concorrência com navios de granéis sólidos em Itaqui).

A capacidade de escoamento para as distribuidoras é o outro elemento importante na avaliação e pode, eventualmente, constituir uma limitação à capacidade de internação do porto. Assim avaliam-se linhas de bombeio para as bases das distribuidoras, estações de carregamento rodoviário, etc. A análise deve ser feita caso a caso, no detalhamento por Porto, considerando tanto importação como cabotagem.

Ao longo desse fluxo logístico, a capacidade de tancagem dos terminais pode ser considerada como limitante apenas ao condicionar os lotes dos navios, devendo ser a estes comparada. Esta comparação é mais relevante do que o parâmetro "giro". O parâmetro giro de tancagem vai influenciar a economicidade do terminal (quanto maior a movimentação, maior a receita), eventualmente estimulando investimentos em maior capacidade.

O giro de tancagem, apesar de ser um parâmetro muito conhecido, é um parâmetro – em sua essência – vinculado ao projeto do terminal, considerando as operações logísticas a serem realizadas naquele porto.

O giro de tancagem é consequência da capacidade estática dos tanques, frente às movimentações dos produtos e, conseqüentemente, dos lotes de recebimento dos navios e escoamento de mercado. O parâmetro de giro (por exemplo, 3x, 5x) é usado como referência ao planejarmos o número de viagens de navios para abastecer os terminais. Um giro de 3x significa que, a cada 10 dias, um navio – de capacidade equivalente à tancagem – chega, descarrega sua carga, esta carga é armazenada e posteriormente escoada, liberando espaço para o próximo navio e sua carga. Giros maiores demandam mais navios, esbarrando na capacidade de atracação dos berços e no próprio tempo de um navio atracar, realizar a descarga, e desatracar, liberando o berço para a embarcação seguinte.

Assim visto, o racional do giro de tancagem está associado ao tempo de ressurgimento do terminal e, portanto, não é a referência adequada para identificação das restrições de capacidade dos terminais aquaviários.

6.2 Projeções de demanda do Plano Nacional de Logística Portuária

O PNLP em elaboração pela SEP/PR possui as projeções de demanda, alocação de cargas e capacidade dos portos brasileiros. Os resultados da etapa de alocação dessas cargas na malha logística, os desafios para garantir a competitividade do deslocamento desses produtos e a capacidade instalada nos portos públicos e nas instalações privadas são temas abordados.

No tocante aos graneis líquidos, objeto de interesse do PNL, a projeção de demanda do granel líquido para os portos brasileiros no período 2015-2042 prevê um crescimento de 67%, atingindo um patamar de 251 milhões de toneladas. A navegação de cabotagem cresce 84% no período projetado; enquanto a navegação de longo curso, 49%. Na navegação de cabotagem, os derivados de petróleo representam a maior participação tanto no granel líquido quanto entre todos os produtos estudados nesse tipo de navegação. Essa movimentação está diretamente relacionada às operações de transferência de combustível entre bases, de modo a garantir o abastecimento nacional de gasolina, óleo diesel e outros derivados.

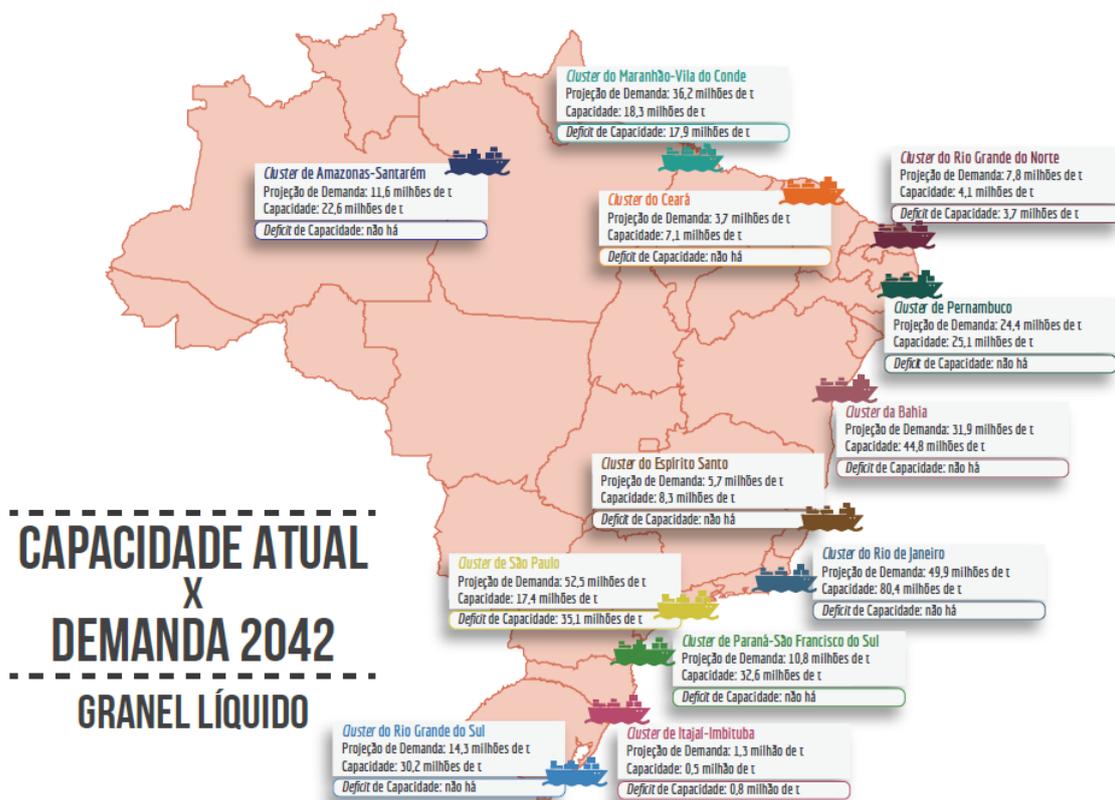
Para a navegação de longo curso, os produtos em destaque são petróleo e seus derivados tanto no sentido de importação quanto de exportação. A tabela a seguir ilustra os prováveis déficits no horizonte do estudo. As instalações foram agrupadas em *clusters* de acordo com suas localizações geográficas, incluindo portos públicos e terminais de uso privado (TUP). A tabela a seguir relaciona os *clusters* às respectivas instalações portuárias.

Tabela 11 – Definição dos *Clusters* Portuários

Nome do <i>Cluster</i> Portuário	Instalações Portuárias Contempladas
<i>Cluster</i> de Amazonas-Santarém	Santarém, Manaus, Porto Velho e TUPs
<i>Cluster</i> do Maranhão-Vila do Conde	Belém, Santana, Itaqui, Vila do Conde e TUPs
<i>Cluster</i> do Ceará	Pecém, Fortaleza e TUPs
<i>Cluster</i> do Rio Grande do Norte	Areia Branca, Natal e TUPs
<i>Cluster</i> de Pernambuco	Recife, Maceió, Cabedelo, Suape e TUPs
<i>Cluster</i> da Bahia	Salvador, Aratu, Ilhéus e TUPs
<i>Cluster</i> do Espírito Santo	Vitória e TUPs
<i>Cluster</i> do Rio de Janeiro	Rio de Janeiro, Itaguaí, Forno, Niterói, Angra dos Reis e TUPs
<i>Cluster</i> de São Paulo	Santos, São Sebastião e TUPs
<i>Cluster</i> de Paraná-São Francisco do Sul	Paranaguá, Antonina, São Francisco do Sul e TUPs
<i>Cluster</i> de Itajaí-Imbituba	Itajaí, Imbituba e TUPs
<i>Cluster</i> do Rio Grande do Sul	Rio Grande, Porto Alegre, Pelotas, Estrela e TUPs

Fonte: SEP/PR

Diferentemente dos graneis sólidos, os líquidos apresentam grandes projeções de volumes de cabotagem. Apesar de a capacidade atual total do sistema portuário ser superior à demanda projetada para o período, em 2042, poderá ocorrer a necessidade de investimentos nos *clusters* portuários: Maranhão-Vila do Conde; Rio Grande do Norte; São Paulo e Itajaí-Imbituba, conforme ilustra a Figura 19.



Fonte: SEP/PR

Figura 19 – Capacidade atual e demanda projetada para 2042 por cluster portuário: granel líquido

Observa-se que as demandas projetadas de movimentação de petróleo e combustíveis do PDE 2024 *vis-à-vis* a capacidade projetada de movimentação de graneis líquidos do PNLN apontam para necessidade de concertação entre o MME e a SEP/PR para desenvolvimento de ações conjuntas visando a garantia do adequado abastecimento dos combustíveis.

7 Conclusões e recomendações

Conclui-se que:

- a) continua não sendo necessária a formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante no Brasil;
- b) os estoques de operação de combustíveis contribuem para mitigar eventuais falhas de logística e de infraestrutura;
- c) a Análise Qualitativa de Risco (AQR) apontou baixa relevância para risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento de petróleo (produzido ou importado);
- d) a Análise semiquantitativa, baseada em cálculos probabilísticos para pequenas amostras em função da amostra disponível, resultou em probabilidades de 95 % de:
 - 1. em caso de ocorrência de eventos críticos externos, estes serem menores ou iguais a 4,58% da produção mundial de petróleo;
 - 2. em caso de ocorrência de eventos críticos internos, estes serem menores ou iguais a 1,14%;
- e) o Brasil se consolidará como exportador líquido de petróleo nos próximos 10 anos (PDE 2024); e
- f) há garantia de abastecimento do mercado de etanol anidro nos próximos 10 anos (PDE 2024).

Recomenda-se:

- a) avaliar conveniência e oportunidade para iniciar processo legislativo para alteração dos atos normativos vigentes;
- b) interagir com a Secretaria de Portos da Presidência da República no sentido de nivelar informações sobre gargalos e investimentos necessários para internação de granéis líquidos;
- c) concluir os trabalhos da Força Tarefa para avaliação quantitativa dos riscos, envolvendo o IBGE como órgão oficial para elaboração de matrizes nacionais de insumo-produto; e
- d) implantar sistemática para emissão de relatórios periódicos dos eventos que resultarem em restrição e/ou interrupção de produção nacional de petróleo e abastecimento de combustíveis.

GLOSSÁRIO

AIE – Agência Internacional de Energia

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

AQR – Metodologia adotada para análise qualitativa de riscos que permite a identificação, classificação, avaliação de relevância e proposição para o tratamento dos riscos, admitindo que sejam positivos (oportunidades) e negativos (ameaças)

BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção

BRICS – Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul

CEF – Fundo Central de Energia (África do Sul)

Ciclo Otto – ciclo de funcionamento de motores de combustão interna que operam em quatro fases: admissão (de ar e gasolina misturados), compressão, combustão (com emissão de centelha) e descarga

Ciclo Diesel – ciclo de funcionamento de motores de combustão interna que operam em quatro fases: admissão (somente ar), compressão (a altas taxas provocando aquecimento do ar a temperaturas de 500 °C a 800 °C), combustão espontânea (do óleo injetado após se vaporizar) e descarga

Conab – Companhia Nacional de Abastecimento

CNP – Conselho Nacional de Petróleo

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

Comperj – Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro

CT-04 – Comitê Técnico 4 – Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis

DNPM – Departamento Nacional da Produção Mineral

E&P – Exploração e Produção

EAR – Estrutura Analítica de Riscos. Ferramenta utilizada para identificação dos riscos

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPSL – Extra Pré-Sal Legal (região externa ao PSL)

Estoques de Operação – destinados a garantir a normalidade do abastecimento interno de combustíveis derivados de petróleo, bem assim de álcool etílico, anidro e hidratado, e outros combustíveis líquidos carburantes, em face de ocorrências que ocasionarem interrupção nos fluxos de suprimento e escoamento dos referidos combustíveis

FSU – *Former Soviet Union*. Designação dos países da ex-União Soviética

GFL – Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis

GFL_{GLP} – Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de GLP

GFL_{JET} – Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis de Aviação

GLP – gás liquefeito de petróleo

GNV – gás natural veicular

GT – Grupo de Trabalho

Incidente de Abastecimento – Ocorrência de interrupção localizada, com duração inferior a 30 dias, nos fluxos de suprimento de petróleo (produzido ou importado) a mais de uma refinaria brasileira e/ou de etanol carburante ou combustíveis básicos (gasolina e óleo diesel) para abastecimento do mercado nacional

ISPRL – Companhia Indiana de Reservas Estratégicas de Petróleo (Índia)

IAA – Instituto do Açúcar e do Alcool (extinto em 8 de maio de 1990 por intermédio do Decreto nº 99.240)

LDO – Lei de Diretrizes Orçamentárias

LGN – líquido de gás natural

LOA – Lei Orçamentária Anual

MME – Ministério de Minas e Energia

NDRC – Comissão de Reforma e Desenvolvimento Nacional (China)

NEA – Administração Nacional de Energia (China)

NOCs – Companhias de Petróleo Nacionais

NORC – Centro de Reserva de Petróleo Nacional (China)

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

OECE – Organização Europeia para a Cooperação Econômica (1ª denominação da OCDE, em 1948)

Offshore – localizado ou operado no mar

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo

PDE 2023 – Plano Decenal de Expansão de Energia 2023

PIB – produto interno bruto

Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.

PNG – plano de negócios e gestão

PNLP – Plano Nacional de Logística Portuária

POS – Pós-Sal

PPA – Plano Plurianual

PSG – Pré-Sal Geológico

PSL – Pré-Sal Legal

PROCAP – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas

QAV – querosene de aviação

RD – recursos descobertos

RT – reservas totais

RC – recursos contingentes

RNEST – Refinaria Abreu e Lima, conhecida também por Refinaria do Nordeste, em Ipojuca (PE)

R/P – razão entre reserva provada e produção de petróleo

RND-E – recursos não descobertos

Relevância – Efeito combinado da probabilidade de ocorrência com o impacto, podendo ser considerada baixa, média ou alta

REP – reservas estratégicas de petróleo

Reserva Estratégica – destinada a assegurar o suprimento de petróleo bruto e de álcool para fins carburantes quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave a oferta interna ou externa desses produtos

Risco – condição ou evento incerto que, se ocorrer, pode levar a um impacto positivo ou negativo no objetivo em foco

SFF – Fundo Estratégico de Combustíveis (África do Sul)

SGMB – Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil

SINEC – Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis

SPG – Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Transpetro – Petrobras Transportes S.A.

TRR – Transportador Revendedor Retalhista. Pessoa jurídica autorizada para o exercício da atividade de transporte e revenda retalhista de combustíveis, exceto gasolinas automotivas, gás liquefeito de petróleo, combustíveis de aviação e álcool combustível

TUP – Terminal de Uso Privado

UE – União Europeia

UP – unidades produtivas que correspondem às jazidas em produção, desenvolvimento ou avaliação

UPU – unidades produtivas da União

APÊNDICE A - Cálculo dos Custos Associados aos Estoques Estratégicos

Subgrupo GT-SINEC Força Tarefa

José Carlos Soares Tigre (ANP)

Marcelo Castello Branco Cavalcanti (EPE)

Thomas de Campos Tsuchida (Petrobras)

Custos e Condições Associados aos Estoques Estratégicos

A manutenção de estoques estratégicos de petróleo tem como objetivo resguardar a segurança energética do país no caso de ameaça de restrição ou interrupção no suprimento desse produto.

De acordo com a AIE, a ameaça de restrição ou interrupção no suprimento abrange fatores de risco naturais, econômicos e políticos. A origem do risco tanto pode ser externa (dependência externa, instabilidade política nos países fornecedores, diversidade de fornecedores, etc.) quanto doméstica (volatilidade da produção nacional, concentração da produção, relevância da produção *offshore*, infraestrutura de armazenagem e movimentação, disponibilidade de energia, entre outros).

O estoque estratégico pode, a rigor, ser composto por petróleo ou seus derivados, na forma de gasolina, destilados médios e óleos combustíveis. Por razões financeiras e operacionais, é mais conveniente se manter estoques na forma de óleo bruto, pois, além de ser mais barato e de armazenamento mais fácil, o petróleo pode ser guardado por maior período, sem se deteriorar, o que não acontece com os seus derivados. Além disso, em situações de dificuldades no suprimento, o óleo pode ser convertido em toda a gama de derivados. No entanto, a legislação brasileira estabelece, através do SINEC, que os estoques estratégicos²⁴ devem ser de petróleo bruto, e não de derivados. Sendo assim, o objetivo desta seção foi o levantamento dos custos associados aos estoques estratégicos de petróleo. Entretanto, como o parque atual de refino no Brasil é insuficiente para atender à demanda do mercado doméstico, também será feito o levantamento dos custos associados a um estoque estratégico de derivados na proporção da dependência externa do País em relação a eles.

²⁴ A legislação optou pelo termo “reservas estratégicas”, que, conforme indicado no relatório de 2013 do GT SINEC, também pode ser chamada de estoques estratégicos.

1 Modelagem do Problema

A modelagem do problema se baseia no conceito de cálculo do Custo Logístico Total (CLT), que será detalhado mais adiante. Como premissas para a formação dos estoques estratégicos foi considerado, no caso do petróleo, o seu custo em função do preço do petróleo de referência (Brent)²⁵ e, no caso dos derivados, foi considerado o seu custo a partir de frentes de importação. Os custos considerados no estudo se referem a dados realizados no primeiro semestre de 2015. O horizonte analisado neste relatório é de 10 anos, sendo a demanda de referência para cálculo dos estoques necessários ao atendimento dos potenciais dias de desabastecimento (choque de oferta) alinhada ao PDE 2024.

Ainda, não se considera a possibilidade de armazenar os estoques estratégicos nas instalações de estocagem existentes. Com efeito, serão construídas novas tancagens para armazenar os estoques estratégicos adjacentes aos terminais já existentes na costa brasileira²⁶.

É importante destacar que o estudo adota como hipótese simplificadora a introdução, em 2015, da totalidade dos estoques para atendimento da demanda do PDE 2024, o que gera uma estimativa de valor econômico dos custos envolvidos, sem contudo, considerar aspectos custos financeiros e de valores de ativos no tempo.

2 Cálculo do Custo Logístico Associados aos Estoques Estratégicos

Nos últimos anos, o Brasil se tornou autossuficiente em petróleo, produzindo mais do que a capacidade de processamento do parque nacional de refino e, conseqüentemente, gerando um excedente que faz do País um exportador desse produto em volumes cada vez maiores²⁷.

No entanto, no que diz respeito aos derivados, a produção doméstica atual é insuficiente para atender à demanda do mercado interno, com exceção do óleo combustível. De acordo com o PDE 2024, à exceção do GLP, essa situação não se altera nos próximos anos, mesmo com a entrada em operação das novas refinarias do sistema Petrobras²⁸, a saber, o 2º trem da RNEST e o 1º trem do COMPERJ. Sendo assim, considerou-se que os estoques estratégicos do país seriam compostos de petróleo bruto, na proporção necessária para atender à demanda do parque de refino nacional²⁹, e de derivados de petróleo, na magnitude da dependência externa que o País terá de cada um deles, ao longo do período abrangido pelo PDE 2024.

Para o cálculo dos custos logísticos associados aos estoques estratégicos, considerou-se que o petróleo será tanto produzido no País como importado, e, portanto, não considera paridades, mas o preço internacional do petróleo. Para os derivados

²⁵ Apesar do parque de refino do Brasil processar petróleo com grau API menor que o Brent, utilizou-se este petróleo por ser uma referência internacional de preço. Neste sentido, os custos associados à aquisição do produto estão superestimados na proporção do desconto dado em função da diferença de qualidade do Brent e da carga média processada nas refinarias nacionais.

²⁶ Esta sistemática minimiza o custo de deslocamento interno do produto e permite a adoção da hipótese simplificadora que o considera nulo. Essa hipótese, contudo, pode gerar valores subestimados para o custo.

²⁷ No âmbito do PDE 2024, a exportação líquida de petróleo é crescente e atinge 412 mil m³/d.

²⁸ Utilizou-se a paridade de importação como referência para os preços dos derivados devido ao fato da situação não se alterar para a maioria dos derivados no âmbito do PDE 2024.

²⁹ Salienta-se que, em função da inflexibilidade do processamento do petróleo (característica dos petróleos, perfil das refinarias e demanda do mercado), uma parte da produção do refino será exportada (óleo combustível), o que superestima os custos associados ao estoque para atendimento da demanda de derivados.

considera-se que serão todos importados. Conforme dito anteriormente, todo o estoque estratégico ficará armazenado em uma tancagem construída especificamente para esse fim. A tancagem ficará nos terminais aquaviários localizados no litoral, que tenham espaço disponível para sua construção, onde os produtos em questão forem desembarcados, provenientes das plataformas *offshore*, no caso do petróleo, e internados no País, no caso dos derivados.

Este fluxo de produtos, bem como a composição dos custos de formação do estoque estratégico são ilustrados na Figura A de forma esquemática.

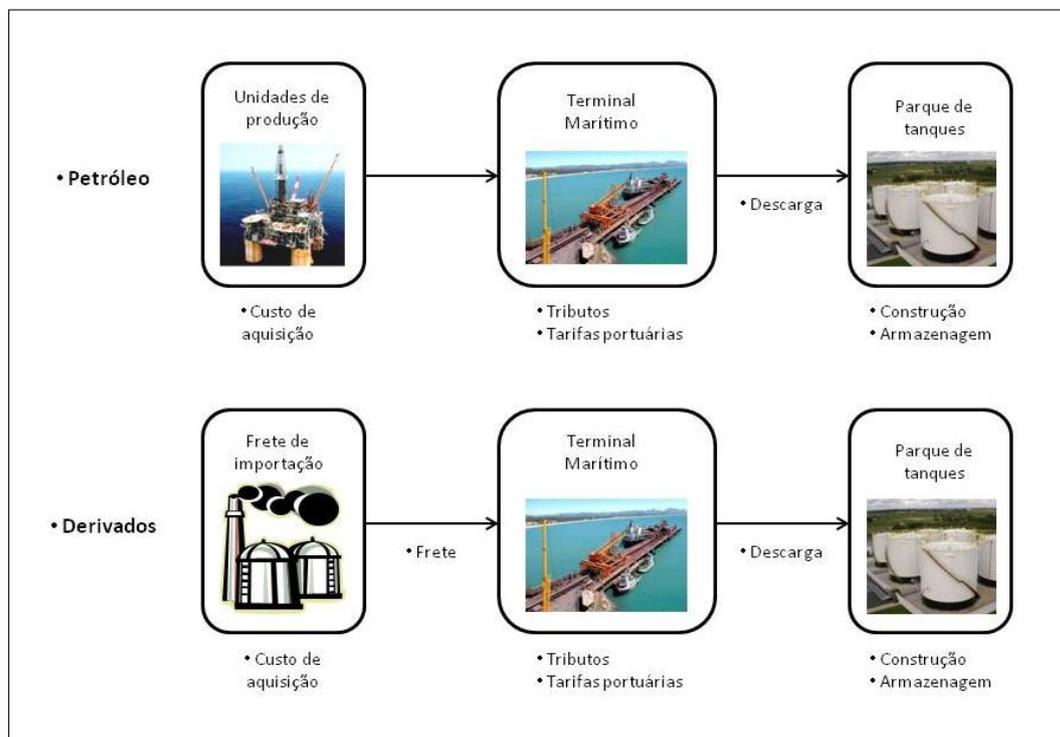


Figura A – Esquema para formação dos estoques estratégicos

O cálculo do Custo Logístico Total (CLT) prevê a estimativa de custos em cada etapa do processo de implementação dos estoques estratégicos. O CLT está dividido em três categorias de custos:

- Custos de Formação dos Estoques
- Custos de Infraestrutura dos Estoques
- Custos de Manutenção dos Estoques

3 Custos Relativos Associados aos Estoques Estratégicos

Esta seção se subdivide em três tópicos a fim de explicar os tipos de custos associados aos estoques estratégicos. Todos os custos elencados foram calculados supondo implementação em 2015, primeiro ano do decênio analisado pelo PDE 2024. No exercício quantitativo, desconsideraram-se custos posteriores, mesmo os de manutenção, a fim de balizar os valores para a existência de todo o estoque no primeiro ano da série.

3.1. Custos de Formação dos Estoques

Este custo abrange os dispêndios referentes à aquisição do petróleo ou derivados, pelo valor equivalente à aquisição e o seu descarregamento nos tanques em que se manterá o estoque estratégico.

Inicialmente, tem-se a aquisição e o transporte até o terminal na costa brasileira. Para levantamento destes valores, foram consideradas as frentes típicas de importação de derivados, bem como os terminais brasileiros de maior movimentação e que apresentam melhor infraestrutura para a realização dessa movimentação. A conversão do câmbio seguiu os números da projeção do Banco Central (BC, 2015). A seguir, na Tabela e na Tabela , são elencados as frentes e os terminais considerados na análise.

Tabela A – Frentes típicas de importação por produto

Produto	Frente de Importação
Diesel	Houston
Gasolina	Rotterdam
GLP	Rotterdam
Nafta	Rotterdam
QAV	Houston
Escuros	Houston

Tabela B – Principais terminais de internação

Terminais de internação
São Luis
PECEM
SUAPE
Madre de Deus
São Sebastião
Santos
Paranaguá
Tramandaí

Uma vez descarregado, sobre o valor do petróleo ou derivados incidem tributos e tarifas portuárias³⁰ para cada local de desembarque do produto.

Por fim, temos ainda as tarifas cobradas pelo operador logístico para descarga e transporte do produto, do píer à tancagem. Neste relatório, consideraram-se valores aplicados pela TRANSPETRO em 2015.

Cada derivado de petróleo possui um período específico de degradação, que torna necessária a renovação do estoque. Para tal, propõe-se uma mudança regulatória que

³⁰ <http://www.antaq.gov.br/portal/tarifas/TarifasVigentes.htm>.

estipule um simples ajuste no *modus operandi* da aquisição do produto, de forma a permitir que, em periodicidade específica, um novo volume substitua um antigo na rede de armazenagem dos estoques³¹. Neste sentido, não são computados diferenciais de preços entre aquisição e venda de produtos, visto que a transação continua sendo regida pelas forças de mercado e os volumes contratados serão entregues sem repasse de custos logísticos associados à mudança de trajetória. Desta forma, o valor da compra do derivado não constituirá um custo para formação do estoque estratégico, apenas o custo logístico de manutenção dos estoques, porém, se incorrerá neste custo de movimentação a cada renovação do estoque.

3.2 Custos de Infraestrutura dos Estoques

Estes custos abrangem os investimentos inerentes à construção da tancagem que armazenará o estoque estratégico, excluindo eventuais despesas de aquisição ou aluguel dos terrenos para a construção das tancagens. Nesse custo está incluso todo o valor para a construção da infraestrutura necessária para o armazenamento do referido estoque no primeiro ano da análise.

Considerou-se, ainda, que a nova tancagem será construída nos terminais aquaviários localizados no litoral, que realizem uma grande movimentação desses produtos e que apresentam melhor infraestrutura para a realização dessa movimentação, e que, além disso, tenham espaço disponível para a construção de novos tanques.

A **Figura** ilustra o custo de construção de um tanque, em função do volume de tancagem. Esta curva foi estimada com base em dados de custos médios em diversos projetos da Petrobras para construção de tanques.

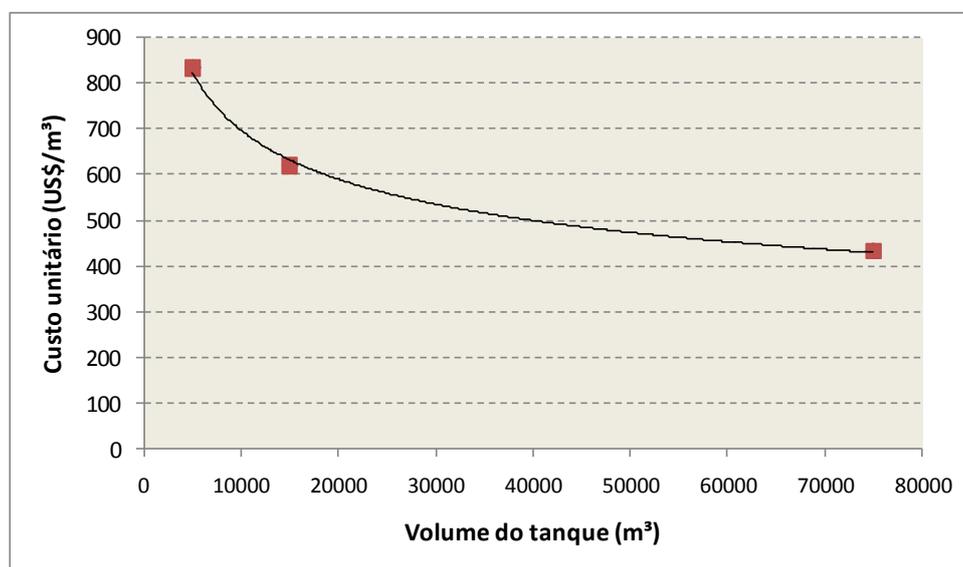


Figura B – Custo unitário de construção de tanques

³¹ Dado que relatório não considera os custos do deslocamento interno, a partir da hipótese simplificadora explicitada anteriormente, e que há necessidade de consumo do produto estocado, considerou-se que parte do volume adquirido por agentes comercializadores será substituído pelos estoques estratégicos de derivados, sem adicionar custos aos estoques. Cabe ressaltar que tais simplificações podem conduzir à subestimação dos custos.

3.3 Custos de Manutenção dos Estoques

Os custos de manutenção dos estoques, ou de armazenagem, referem-se à conservação dos estoques em condições para utilização quando necessário. Estimou-se que o custo anual é da ordem de 5% do capital investido, adicionados do custo de mão-de-obra, valores observados em alguns terminais da Petrobras e de experiência de planejadores de projetos da mesma. Esses valores foram somados e convertidos em custo unitário em função do volume movimentado, conforme indicado na Figura .

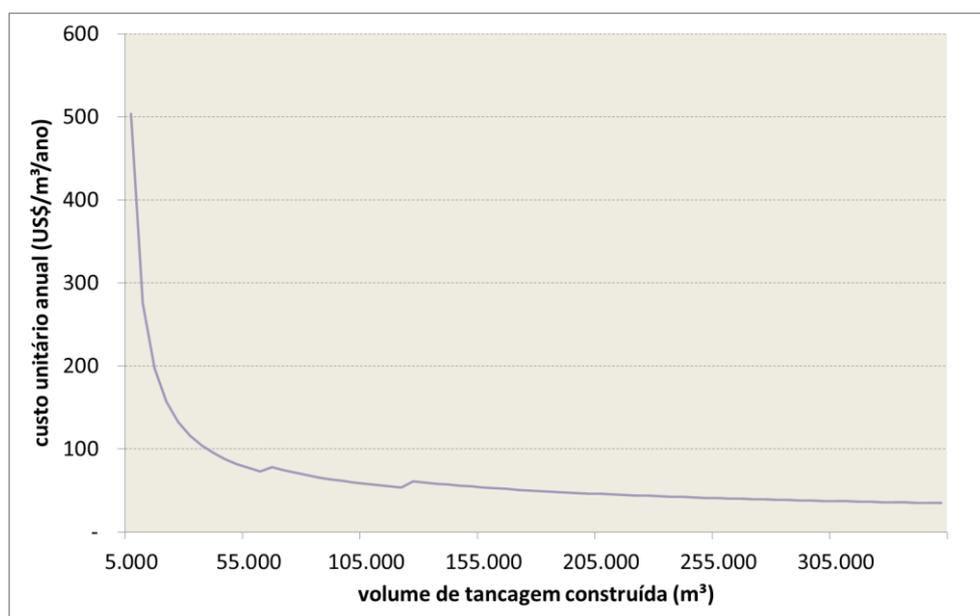


Figura C – Custo unitário anual de armazenagem de tanques

Como o objetivo desta análise é estimar o valor para o primeiro ano do decênio do PDE 2024, considerou-se apenas o custo de manutenção em 2015.

Nesta etapa serão calculados os custos, adotando-se algumas premissas gerais, elencadas anteriormente, e valores para situações de alguns dias de falta de produto, segundo as projeções de demanda dos derivados PDE 2024. Projetou-se a estrutura logística necessária para atender 10, 20, 30, 60 e 90 dias de falta no pico da demanda por petróleo e derivados no período decenal.

Conforme anteriormente citado, o custo total é composto de três parcelas: custo de formação, custo de infraestrutura e custo de manutenção.

3.4 Custo de Infraestrutura

O custo de infraestrutura (CI) é o custo de construção da tancagem necessária para armazenar os estoques. Este valor é dado por:

$$CI = CUC \times V$$

Onde:

CUC = custo unitário de construção da tancagem necessária.

V = volume de tancagem a ser construído.

3.5 Custo Formação

O custo de formação (CF) é o custo de adquirir e trazer o petróleo até os tanques construídos. Este valor é dado por:

$$CF = (CA + CUI) \times V$$

Onde:

CA = custo de aquisição.

CUI = custo unitário de internação.

V = variação do volume de estoque estratégico.

O volume necessário de armazenamento foi avaliado em função do maior valor necessário no decênio do PDE.

3.6 Custo de Manutenção

Este custo refere-se ao custo de armazenagem do produto. Este valor é dado por:

$$CM = CUM \times V$$

Onde:

CM = custo de manutenção

CUM = custo unitário de manutenção

V = volume de estoque estratégico desejado

3.7 Custo Total

O custo total (CT) é dado por:

$$CT = CI + CF + CM$$

4 Consolidação de Custos do Estoque Estratégico de Petróleo e Derivados

Esta seção visa especificar os valores necessários para a aplicação dos estoques estratégicos no Brasil, sendo dividida em um subitem de petróleo, seguida por um tópico direcionado à demanda de derivados não atendida pelo refino nacional e, finalmente, pela consolidação dos custos.

4.1 Consolidação de Custos do Estoque Estratégico de Petróleo

Conforme dito anteriormente, o cálculo de estoque estratégico de petróleo considerou o volume da demanda a ser atendida pelas unidades de refino do País. Novamente destaca-se que este estoque não é capaz de atender plenamente a demanda de derivados ao longo dos próximos anos. Desta forma, a tabela abaixo consolida apenas o custo dos estoques estratégicos de petróleo para atender a demanda das unidades de refino para os dias de escassez elencados, de acordo com o PDE 2024.

Tabela C – Custos dos Estoques Estratégicos de Petróleo para Atendimento das Unidades de Refino do País

Falta	10 dias	20 dias	30 dias	60 dias	90 dias
Formação	5.830	11.659	17.489	34.977	52.466
Infraestrutura	5.488	10.976	16.457	32.913	49.370
Manutenção	347	675	1.013	2.026	3.038
Total	11.665	23.310	34.958	69.916	104.874

Nota: Valores em milhão R\$

4.2 Consolidação de Custos do Estoque Estratégico de Derivados

Apesar da legislação brasileira estabelecer, através do SINEC, que os estoques estratégicos devam ser de petróleo bruto, e não de derivados, como o parque atual de refino no Brasil é insuficiente para atender à demanda do mercado doméstico, esta seção apresenta o levantamento dos custos associados a um estoque estratégico de derivados na proporção da dependência externa do País em relação a eles.

a) Gasolina

A partir da evolução da demanda e do parque de refino brasileiro, estima-se a necessidade de estoques estratégicos de gasolina adicionariam um custo na magnitude de R\$ 4 bilhões, para um estoque de 90 dias, como indicado na Tabela D.

Tabela D – Custos dos Estoques Estratégicos de Gasolina para Atendimento Demanda Doméstica

Falta	10 dias	20 dias	30 dias	60 dias	90 dias
Formação	241	482	723	1.446	2.169
Infraestrutura	191	381	572	1.137	1.702
Manutenção	18	29	40	80	115
Total	450	893	1.335	2.663	3.987

Nota: Valores em milhão R\$

b) Óleo Diesel

A partir da evolução da demanda e do parque de refino brasileiro, estima-se a necessidade de estoques estratégicos de óleo diesel adicionariam um custo na magnitude de R\$ 10,4 bilhões, para um estoque de 90 dias, como indicado na Tabela E.

Tabela E – Custos dos Estoques Estratégicos de Óleo Diesel para Atendimento Demanda Doméstica

Falta	10 dias	20 dias	30 dias	60 dias	90 dias
Formação	620	1.240	1.860	3.719	5.579
Infraestrutura	504	1.001	1.505	3.003	4.501
Manutenção	36	72	103	197	289
Total	1.160	2.313	3.468	6.919	10.369

Nota: Valores em milhão R\$

c) QAV

A partir da evolução da demanda e do parque de refino brasileiro, estima-se a necessidade de estoques estratégicos de QAV adicionariam um custo na magnitude de R\$ 1,6 bilhão, para um estoque de 90 dias, como indicado na Tabela F.

Tabela F – Custos dos Estoques Estratégicos de QAV para Atendimento Demanda Doméstica

Falta	10 dias	20 dias	30 dias	60 dias	90 dias
Formação	95	191	286	572	858
Infraestrutura	92	163	245	483	722
Manutenção	9	14	21	35	55
Total	197	368	552	1.091	1.635

Nota: Valores em milhão R\$

d) Nafta

A partir da evolução da demanda e do parque de refino brasileiro, estima-se a necessidade de estoques estratégicos de nafta adicionariam um custo na magnitude de R\$ 3,4 bilhões, para um estoque de 90 dias, como indicado na Tabela G.

Tabela 7 – Custos dos Estoques Estratégicos de Nafta para Atendimento Demanda Doméstica

Falta	10 dias	20 dias	30 dias	60 dias	90 dias
Formação	191	383	574	1.148	1.722
Infraestrutura	177	354	531	1.055	1.586
Manutenção	17	28	38	75	108
Total	386	765	1.143	2.279	3.417

Nota: Valores em milhão R\$

e) GLP

A partir da evolução da demanda e do parque de refino brasileiro, estima-se a necessidade de estoques estratégicos de GLP adicionariam um custo na magnitude de R\$ 1,2 bilhão, para um estoque de 90 dias, como indicado na Tabela H.

Tabela H – Custos dos Estoques Estratégicos de GLP para Atendimento Demanda Doméstica

Falta	10 dias	20 dias	30 dias	60 dias	90 dias
Formação	48	97	145	290	435
Infraestrutura	92	157	231	456	681
Manutenção	9	14	20	34	53
Total	149	267	397	780	1.169

Nota: Valores em milhão R\$

f) Óleo Combustível

A partir da evolução da demanda e do parque de refino brasileiro, estima-se não haver necessidade de estoques estratégicos de óleo combustível para garantir o atendimento demanda doméstica.

4.2.1 Consolidação de Custos do Estoque Estratégico de Derivados

A partir da evolução da demanda e do parque de refino brasileiro, estima-se a necessidade de estoques estratégicos de derivados adicionariam um custo na magnitude de R\$ 20,6 bilhões, para um estoque de 90 dias, como indicado na Tabela I.

Tabela I – Custos dos Estoques Estratégicos de Derivados para Atendimento Demanda Doméstica

Falta	10 dias	20 dias	30 dias	60 dias	90 dias
Formação	1.196	2.392	3.588	7.177	10.765
Infraestrutura	1.056	2.056	3.084	6.135	9.192
Manutenção	90	157	223	420	621
Total	2.342	4.605	6.895	13.732	20.577

Nota: Valores em milhão R\$

4.3 Consolidação de Custos Totais do Estoque Estratégico

Esta seção consolida, através da Tabela J, o custo total do estoque estratégico capaz de atender a demanda nacional de petróleo e dos derivados supracitados.

Tabela J – Custos dos Estoques Estratégicos de Petróleo e Derivados para Atendimento Demanda Doméstica

Falta	10 dias	20 dias	30 dias	60 dias	90 dias
Formação	7.026	14.051	21.077	42.154	63.231
Infraestrutura	6.544	13.032	19.541	39.048	58.562
Manutenção	437	832	1.236	2.446	3.659
Total	14.007	27.915	41.853	83.648	125.451

Nota: Valores em milhão R\$

A partir da evolução da demanda doméstica de petróleo e derivados, estima-se a necessidade de estoques estratégicos que adicionaria, nos próximos 10 anos, um custo na magnitude de R\$ 125 bilhões para um estoque de 90 dias.

5 Considerações Finais

Este relatório elencou todos os custos associados à adoção dos estoques estratégicos de petróleo e dos principais derivados no país. Ao extrapolar os custos logísticos vigentes em 2015, a fim de testar a viabilidade na adoção dos estoques estratégicos de petróleo e derivados no Brasil, observa-se que, para o universo de 90 dias, seriam necessários mais de R\$ 125 bilhões. No entanto, salienta-se que os resultados obtidos neste relatório derivam de premissas adotadas na atual conjuntura e devem ser revistas constantemente.

Considera-se, ainda, que algumas simplificações adotadas neste estudo, tal como a hipótese de considerar nulo o dispêndio com substituição do derivado estocado por um recentemente adquirido a fim de manter a validade do produto, sinalizam uma subestimação dos custos associados aos estoques estratégicos. Por outro lado, em função da inflexibilidade do processamento do petróleo (característica dos petróleos, perfil das refinarias e demanda do mercado), uma parte da produção do refino será exportada, o que superestima os custos associados ao estoque para atendimento da demanda de derivados. Além disso, a hipótese simplificadora de introdução, em 2015, da totalidade dos estoques para atendimento da demanda do PDE 2024 pode gerar uma estimativa de um valor econômico dos custos envolvidos, sem contudo, considerar aspectos custos financeiros e de valores de ativos no tempo.

Por fim, cabe ressaltar que este estudo é a parte inicial de um trabalho maior, que visa comparar, sob a ótica do País, o custo de implementar estoques estratégicos de combustíveis, com o custo do eventual desabastecimento de combustíveis. A análise feita até o momento se limita, portanto, a estimar o custo de formação e manutenção dos estoques estratégicos até 2024. A estimativa dos custos do desabastecimento será desenvolvida posteriormente.